

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»**

Приладобудівний факультет

(повна назва інституту/факультету)

Приладобудування

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

М.Д.Гераїмчук

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2019 р.

Дипломний проект

освітньо-кваліфікаційного рівня « бакалавр »

(назва ОКР)

з напряму підготовки (спеціальності) 6.051003 Приладобудування (Інформаційні технології в приладобудуванні)

(код та назва напряму підготовки або спеціальності)

на тему: Комплекс вимірювання витрати природного газу

Виконав (-ла): студент (-ка) 4 курсу, групи ПІ-51

(шифр групи)

Мартинюк Євгеній Валерійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник д.т.н., професор Коробко І.В.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант

(назва розділу)

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет (інститут) _____ Приладобудівний
Кафедра _____ Приладобудування
Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність: Інформаційні технології у приладобудуванні

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ М.Д. Гераїмчук

« ____ » _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект (роботу) студенту
Мартинюку Євгенію Валерійовичу

- 1. Тема проекту** *Комплекс вимірювання витрати природного газу*
керівник проекту *Коробко Іван Васильович, д.т.н., професор* _____ ,
затверджені наказом по університету від « 27 » травня 2019 р. №1384-с _____
- 2. Строк подання студентом проекту** 12 червня 2019р.
- 3. Вихідні дані до проекту (роботи)**
3.1 Вимірюване середовище – природний газ. 3.2. Номінальний діаметр: а) DN100, б) DN100, DN150. 3.3. Значення вимірюваних витрат: $Q_{\min}=4 \text{ м}^3/\text{год}$; $Q_{\max}= 1600 \text{ м}^3/\text{год}$. 3.4. Похибка вимірювання, не більше $\pm 1 \%$. 3.5. Температура вимірюваного середовища: $t_{\min} = -30^{\circ}\text{C}$; $t_{\max} = 50^{\circ}\text{C}$; 3.6. Максимальний тиск вимірюваного середовища, МПа – 6,3; 3.7. Густина газу за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$ – 0,7. 3.8. Відносна вологість навколишнього середовища, – до 95%; 3.9 Атмосферний тиск – (760 ± 40) мм рт. ст. $[(101,3\pm 3,99) \text{ кПа}]$.
- 4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки** (перелік завдань, які потрібно розробити)
 - а) проектно – конструкторський розділ. Огляд та аналіз існуючих лічильників газу та методів вимірювання витрати і кількості природного газу. Розробка принципової та структурної схем комплексу. Розробка математичної моделі лічильників. Розрахунки конструктивних елементів та лічильника в цілому. Розрахунки метрологічних характеристик комплексу. Розробка конструкції ультразвукового лічильника газу та комплексу.

б) технологічний розділ. Опис об'єкта для технологічного процесу
Оцінка рівня технологічності. Розрахунок точності механоскладальних
робіт. Координатний метод. Визначення фізичної (параметричної)
взаємозамінності. Схема складального складу. Технологічна схема складання.

5. Перелік (ілюстративного) графічного матеріалу (з точним
зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів тощо) 5.1. Принципова та
структурна схеми комплексу, 1 арк. фА1. 5.2. Лічильник газу
ультразвукового типу. Складальний кресленник, 1 арк. ФА1. 5.3.
Кресленики деталей, 1 арк. ФА1. 5.4 Графічні матеріали, 1 арк. ФА1.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Технологічний	Антонюк В.С., професор		

7. Дата видачі завдання 14.03.2019р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів дипломного проекту	Примітка
1	Ознайомлення із Т.З.	14.03.19 – 15.03.19	
2	Проведення аналізу патентних та літературних джерел	16.03.19 – 29.03.19	
3	Розроблення структурної і принципової схем приладу	30.03.19 – 04.04.19	
4	Розробка конструкції приладу	05.04.19 – 15.04.19	
5	Вибір та розробка основних елементів та вузлів	16.04.19 – 28.04.19	
6	Визначення та дослідження метрологічних характеристик приладу	30.04.19 – 06.05.19	
7	Виконання технологічного розділу	16.04.19 – 28.04.19	
8.	Виконання графічної частини	05.04.19 – 25.05.19	
9	Аналіз отриманих результатів	26.05.19	
10	Оформлення ПЗ та ілюстративного матеріалу	27.05.19 – 11.06.19	
11	Подача дисертації на перевірку	12.06.19	

Студент

Мартинюк Є.В.

Керівник проекту

Коробко І.В.

Анотація

Дипломний проект бакалавра на тему «комплекс вимірювання витрати природного газу»: с., рис., табл., 6 додатків джерел.

Об'єкт дослідження - комплекс вимірювання витрати природного газу.

Мета роботи – вимірювання витрати природного газу з заданою точністю, визначення кількості лічильників для вимірювання.

У бакалаврській роботі розглядається проблема вимірювання витрати природного газу. Пропонується комплекс вимірювання витрати природного газу який складається з трьох лічильників. Лічильники базуються на ультразвуковому імпульсному методі вимірювання витрати природного газу. Наводиться принципова та структурна схеми комплексу, розраховуються параметри лічильників. Також проводиться моделювання потоку газу через комплекс з визначенням необхідних характеристик.

ЛІЧИЛЬНИК ГАЗУ, УЛЬТРАЗВУКОВИЙ ІМПУЛЬСНИЙ МЕТОД .

ANOTATION

Diploma project of the bachelor on the theme "complex of measurement of natural gas consumption": p., Fig., Tab., 6 source applications.

The object of research is a complex of measurement of natural gas consumption.

The purpose of the work is to measure the flow of natural gas with given accuracy, to determine the number of meters for measurement.

The problem of measurement of natural gas consumption is considered in the bachelor's paper. The complex of measuring natural gas consumption consisting of three meters is offered. The meters are based on the ultrasonic pulse method of measuring the flow of natural gas. The principal and structural schemes of the complex are presented, parameters of the meters are calculated. Also, simulation of the gas flow through a complex with the definition of required characteristics is carried out.

GAS SLEEVE, ULTRASONIC PULSES METHOD.

ЗМІСТ

Анотація.....	3
Вступ.....	6
1.Аналіз фізико-хімічних властивостей природного газу.....	7
1.1 Загальні властивості.....	7
1.2.Основні параметри газів.....	13
2.Проектно-конструкторський розділ.....	22
2.1.Аналіз приладів та систем вимірювання витрати природного газу.....	22
2.1.1.Прилади засновані на методі змінного перепаду тиску.....	22
2.1.2.Прилади засновані на тахометричному методі вимірювання.....	23
2.1.3.Прилади засновані на вихровому методі.....	25
2.1.4.Прилади засновані на ультразвуковому методі.....	27
2.2.Розробка математичної моделі лічильників	31
2.3.Розробка принципової та структурної схеми комплексу.....	32
2.4.Розрахунок конструктивних елементів та лічильника в цілому.....	34
2.5.Розрахунок параметрів трубопроводу.....	35
2.6. Розрахунок приладів.....	38
2.6.1 Розрахунок приладу «ГУВР».....	38
2.6.2. Розрахунок приладу «КУРС».....	39
2.7. Розрахунок похибок.....	41
2.7.1. Розрахунок похибок для приладу «ГУВР».....	41
2.7.2. Розрахунок похибок для приладу «КУРС»	42
3.Технологічний розділ.....	47
3.1.Опис об'єкта для технологічного процесу	47

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Комплекс вимірювання витрати природного газу Пояснювальна записка	Лім.	Арк.	Акрушіє	
Розроб.		Мартинюк							
Перевір.									
Реценз.									
Н. Контр.									
Затверд.		Коробко							
						ПБФ, КПІ			

3.2.Оцінка рівня технологічності.....	47
3.3. Розрахунок точності механоскладальних робіт	48
3.3.1 Координатний метод.....	50
3.3.2Визначення фізичної (параметричної) взаємозамінності.....	52
3.4.1Схема складального складу.....	54
3.4.2.Технологічна схема складання.....	55
4.Висновки.....	56
5.Список літератури.....	57

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

ВСТУП

Одним із основних паливно – енергетичних ресурсів в Україні є природний газ. Природний газ може бути використаний як для приготування їжі так і в якості палива для автомобілів, палива в промисловості та ін. Тому постає питання щодо вимірювання витрати природного газу яка передається споживачу.

В дипломному проекті розглядається проблема вимірювання витрати природного газу промисловості. Для вирішення цієї проблеми ми побудуємо комплекс вимірювання природного газу, дослідимо різні конфігурації комплексу і виберемо ту конфігурацію метрологічні характеристики якої будуть краще за інших.

Поставлена мета вимагає розв’язання таких задач:

- побудова структурної та функціональної схеми комплексу;
- побудова структурної та функціональної схеми лічильників;
- розрахунок конструкції лічильників та комплексу;
- розрахунок метрологічних характеристик.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

1.АНАЛІЗ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Загальні властивості

Природні гази – це гази, що знаходяться в надрах Землі, а також гази атмосфери Землі. Вони частково розчинені у підземних і наземних водах і нафтах, сорбовані вугіллям і деякими глинистими породами. Природні гази виділяються з надр Землі під час вулканічної діяльності тектонічними щілинами, пов'язаними з газоносними пластами, виносяться мінеральними джерелами. Їх можна поділити на гази біохімічні, вулканічні, метаморфічні, повітряного і хімічного походження, гази радіоактивних і термоядерних процесів.

Вулканічні гази виділяються з надр Землі при виверженнях. Вони розчинені у розплавленій магмі, а також утворюються в процесі дії парів води при високих температурах на речовини магми і контактуючих з магмою порід.

Біохімічні гази – продукти життєдіяльності бактерій. Вони виникають при перетвореннях органічних речовин, відновленні сульфатів чи інших мінеральних солей. У результаті таких процесів можуть утворюватися CH_4 , C_2H_6 , H_2 , H_2S , CO_2 , N_2 .

Повітряні гази – гази атмосфери і гази, що знаходяться в надрах Землі. Сухе атмосферне повітря біля поверхні Землі складається з N_2 (78,09 об. %), O_2 (20,95 об. %), а також невеликих кількостей Ar , CO_2 , Ne , He , Kr , H_2 , N_2O . Важливим джерелом газів атмосфери служать вулканічні виверження, процеси «дихання Землі» (мікрогазові виділення), радіоактивний розпад та ін. Найбільш легкі гази (наприклад гелій) не накопичуються в атмосфері й відходять у світовий простір. Промислова діяльність людини також впливає на склад атмосфери. Гази, що знаходяться у надрах Землі, складаються з N_2 та інертних газів; вільний кисень у них відсутній.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Метаморфічні гази утворюються при перетвореннях викопного вугілля та інших гірських порід під дією тепла і тиску; містять CH_4 , CO_2 , H_2 , різноманітні вуглеводні, H_2S , CO та ін.

Гази хімічного походження виникають при хімічній взаємодії між газоподібними речовинами, водяними розчинами і гірськими породами як за нормальних умов, так і при підвищених температурах і тисках, що спостерігаються на різних глибинах земної кори. При цьому можуть утворюватися H_2 , CO , CO_2 , H_2S , N_2 , а також CH_4 та інші вуглеводні.

У результаті радіоактивних процесів та термоядерних реакцій утворюються гелій, аргон, ксенон та інші гази.

До природних газів відносяться також горючі гази, що накопичуються в породах-колекторах у вигляді самостійних газових покладів, і горючі гази, розміщені у вугільних пластах.

Походження природних горючих газів обумовлене біохімічним розпадом органічної речовини і подальшим метаморфізмом останнього під впливом геохімічних факторів. Крім того, горючі гази утворюються при взаємодії парів води з карбідами металів, а також CO і H_2 .

Найбільше значення має природний газ із газonosних пластів – одна з основних горючих копалин, що займає ключові позиції у паливно-енергетичних балансах багатьох держав, важлива сировина для хімічної промисловості. Більше ніж на 90% воно складається з вуглеводнів, головним чином метану CH_4 . Містить і більш важкі вуглеводні – етан, пропан, бутан, а також меркаптани і сірководень (зазвичай ці домішки шкідливі), азот і вуглекислий газ (вони в принципі некорисні, але й не шкідливі), пари води, корисні домішки гелію та інших інертних газів.

У викопному природному газі містяться вуглеводні з низькою молекулярною масою. Він має приблизно такий склад (за об'ємом): 80–98% метану; 2–3% його найближчих гомологів – етану, пропану, бутану і невеликої

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

кількості домішок – сірководню, азоту, благородних газів, оксиду вуглецю (IV) і водяної пари. Основним газом самостійних газових покладів і вугільних пластів є метан. У газах, супутніх нафті, крім метану, містяться значні кількості його гомологів.

Теплота згоряння сухого природного газу 33,52–35,61 МДж/м³ (8000–8500 ккал/м³). У табл. 1.1 наведено густину і теплоту згоряння газів, які входять до складу газоподібного палива.

Таблиця 1.1. Характеристика газів, які входять до складу газоподібного палива.

Газ	Позначення	Густина, кг/м ³	Теплота згоряння	
			МДж/м ³	ккал/м ³
Водень	H ₂	0,090	10,80	2579
Азот елементарний	N ₂	1,251	—	—
Азот повітря (з домішкою аргону)	N ₂	1,257	—	—
Кисень	O ₂	1,428	—	—
Оксид вуглецю	CO	1,250	12,65	3018
Вуглекислота	CO ₂	1,964	—	—
Сірчистий газ	SO ₂	2,858	—	—
Сірководень	H ₂ S	1,520	23,40	5585
Метан	CH ₄	0,716	35,85	8555
Етан	C ₂ H ₆	1,342	63,80	15226
Пропан	C ₃ H ₈	1,967	91,30	21795
Бутан	C ₄ H ₁₀	2,593	118,74	28338
Пентан	C ₅ H ₁₂	3,218	146,20	34890

Газ	Позначення	Густина, кг/м ³	Теплота згоряння	
			МДж/м ³	ккал/м ³
Етилен	C ₂ H ₄	1,251	59,10	14107
Пропілен	C ₃ H ₆	1,877	86,07	20541
Бутилен	C ₄ H ₈	2,503	113,60	27111
Бензол	C ₆ H ₆	3,485	141,50	33528

За способом видобутку природні горючі гази поділяються на власне природні гази, що видобуваються із суто газових родовищ, які практично не містять нафти; супутні гази, котрі розчинені у нафті та добуваються разом з нею, і гази газоконденсатних родовищ, що знаходяться в пластах під тиском і містять (у результаті так званого «зворотного» випаровування) керосинові, а іноді й солярові фракції нафти. Власне природні гази і гази газоконденсатних родовищ виходять на поверхню Землі під значним тиском (50–100 ат); супутні гази виділяються з нафти у сепараторах під невеликим надлишковим тиском або при розрідженні. Природні та супутні гази складаються загалом з алканів, незначної кількості цикланів і ароматичних вуглеводнів, невеликих кількостей азоту і аргону, а також містять сліди гелію і водню. Крім того, іноді в газах містяться H₂S, меркаптани і CO₂. За складом природні горючі гази іноді поділяють на сухі та жирні. До жирних відносяться гази, що містять 50–100 (і більше) г/м³ вуглеводнів від C₃ і вище. Власне природні гази зазвичай відносяться до сухих газів, супутні та газоконденсатні – до жирних.

Майже всі природні горючі гази зовсім не мають запаху або мають вельми слабкий запах, за яким їх складно розпізнати. Внаслідок цього важко своєчасно виявити присутність газу в приміщеннях і вжити заходів щодо запобігання його накопиченню, уникнувши пожеж, вибухів і отруєнь.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Будь-який газ має здатність у тій чи іншій мірі розчинятися в рідині. На кількість розчиненого газу впливають його властивості, природа рідини і зовнішні умови (тиск, температура).

Вуглеводневі гази, що утворилися одночасно з нафтою і залягають разом з нею, знаходяться в розчиненому вигляді, утворюючи нафтогазові пласти. Оскільки температура в покладах нафти змінюється мало, то кількість розчинених у нафті газів залежить головним чином від їх властивостей і тиску в пласті.

Розчинність газоподібних вуглеводнів у нафті підвищується зі збільшенням молекулярної маси газу. Різна розчинність вуглеводневих газів приводить до того, що в природних умовах, коли нафта і газ містяться в одному підземному резервуарі, гази об'єднуються за рахунок майже повного розчинення в нафті при високому тиску більш важких вуглеводнів. Тому в підземному резервуарі, в якому нафта залягає разом з газом, частина вуглеводневих газів (більш важких) знаходитиметься в розчиненому вигляді, а частина (головним чином легша: метан, етан) розташовуватиметься над нафтою, утворюючи так звану газову шапку. При розкритті пласта шляхом буріння свердловини спочатку почне фонтанувати газ газової шапки, а потім вже внаслідок зниження тиску виділятиметься газ із розчину (нафти). Спочатку з'являться гази, що мають найменшу розчинність, а при значному зниженні тиску почнуть виділятися гази з максимальною розчинністю.

Деяка частина цих газів виділяється з нафти тільки після виходу її на поверхню. Газова шапка є складовою частиною нафтового покладу, який експлуатується з урахуванням максимального використання пластової енергії газу (його тиску) для фонтанного видобування нафти. Іншими словами, газові шапки газонафтових родовищ не є самостійними об'єктами видобування газу.

Кількість газу в кубічних метрах, яка припадає на 1 т нафти, що видобувається, називають *газовим чинником*. Газовий чинник для різних

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

родовищ неоднаковий і залежить від природи родовища, режиму його експлуатації і може змінюватися від 1–2 м³ до декількох тисяч м³ на тонну нафти, що здобувається. Зазвичай газу міститься 200–400 м³ в 1 т нафти. Склад нафтових супутніх газів залежить від природи нафти, в якій вони розміщені, а також від прийнятої схеми відділення газу від нафти при виході їх зі свердловини.

Склад нафтових супутніх газів, що виділяються з нафти в процесі її видобутку, значно відрізняється від складу вільних газів, що видобуваються з газоносних пластів того ж родовища. Впливом розчинності важких вуглеводнів можуть бути пояснені часто спостережувані розбіжності у складі зразків газів, що отримуються з однієї і тієї ж нафтової свердловини. Склад газів сильно залежить від умов відбору проби, тиску, під яким знаходиться газ в свердловині, співвідношення в пробі вільного газу з покладу і газу, що виділився з нафти при її підйомі в свердловині. У зв'язку з цим вміст і склад важких вуглеводнів у газах, відібраних на одній і тій же площі, показують значні коливання. Це відноситься і до таких добре розчинних газів, як H₂S і CO₂.

Більша частина нафтових супутніх газів відноситься до так званих «жирних» газів, що містять, окрім метану, важкі вуглеводні (пропан, бутан і т. д.) в кількості 50 г/м³ і вище. Гази, що складаються переважно з метану і містять до 50 г/м³ важких вуглеводнів, називають «сухими», або «пісними». Це головним чином гази суто газових родовищ; вміст метану в них може складати 90–98%. При переробці жирні гази перш за все піддаються так званому «відбензинюванню» (видаленню бензину), в результаті якого з них виділяються вуглеводні, що входять до складу бензину. Отриманий в ході такого процесу бензин називається газовим. Після відбензинювання нафтові супутні гази складаються переважно з метану, а також невеликих кількостей етану, пропану і бутану.

Нафтові супутні гази використовують як паливо і хімічну сировину. Енергетичне використання нафтових супутніх газів пов'язане з їх високою

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

теплотворною здатністю, яка коливається від 9300 до 14000 ккал на 1 м³ вуглеводневої частини газу. При електрокрекінгу з метану утворюється ацетилен; при конверсії метану перегрітою водяною парою або CO₂ у присутності каталізаторів – суміш CO і H₂, що застосовується в багатьох органічних синтезах. Етан і пропан нафтових супутніх газів можуть служити джерелом отримання ацетилену, бутілену, ацетальдегіду, інших кисневмісних з'єднань. Бутан може бути використаний для отримання дивінілу, бутілових спиртів, метилетилкетона та інших сполук.[1]

1.2. Основні параметри газів

До основних параметрів газу відносяться:

Густина газу (кг/м³) — маса одиниці об'єму, що дорівнює відношенню молекулярної маси M_r газу до об'єму моля:

$$\rho = \frac{M_r}{22,4} \text{ кг / м}^3. \quad (1.1)$$

Сума молекулярних мас атомів, що складають молекулу, називається молекулярною масою речовини.

Якщо відомий мольний, тобто об'ємний склад суміші газу у відсотках, то середня молекулярна маса його ($M_{r \text{ середн.}}$) визначається за формулою:

$$M_{r \text{ середн.}} = \frac{V_1 M_{r1} + V_2 M_{r2} + \dots + V_n M_{rn}}{100}, \quad (1.2)$$

де V_1, V_2, \dots, V_n — мольні (об'ємні) концентрації компонентів, %;

$M_{r1}, M_{r2}, \dots, M_{rn}$ — молекулярні маси компонентів.

Якщо відомий масовий склад суміші у відсотках, то його середня молекулярна маса визначається, як:

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$M_{r \text{ середн.}} = \frac{100}{\frac{Y_1}{M_{r1}} + \frac{Y_2}{M_{r2}} + \dots + \frac{Y_n}{M_{rn}}} \quad (1.3)$$

де $Y_1, Y_2 \dots Y_n$ — масові концентрації, %.

Якщо молекулярний склад виражений у частках одиниці, то відповідно середня молекулярна маса $M_{r \text{ середн.}}$:

$$M_{r \text{ середн.}} = a_1 m_1 + a_2 m_2 + \dots + a_n m_n, \quad (1.4)$$

де $a_1, a_2 \dots a_n$ — молекулярний склад у частках одиниць,

m_1, m_2, \dots, m_n — маси компонентів.

У розрахунках використовують відносну густину природного газу по повітрю. Густина повітря при нормальних умовах дорівнює $1,293 \text{ кг/м}^3$:

$$\Delta = \frac{\rho}{1,293} = \frac{M_r}{22,4 \cdot 1,293} = \frac{M_r}{29}, \quad (1.5)$$

Оскільки густина залежить від тиску (P), температури (T) й стисливості (Z) газу, то перерахунок густини (ρ_2) на інший тиск (P_2) проводять за формулою:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \frac{P_2 \cdot T_1 \cdot Z_1}{P_1 \cdot T_2 \cdot Z_2} \quad (1.6)$$

де P_2, T_1, Z_1 — відповідають умовам для ρ_1 ;

P_1, T_2, Z_2 — параметри, при яких необхідно визначити ρ_2 .

Питомий об'єм газу V_c — об'єм одиниці маси газу:

$$V_c = \frac{1}{\rho} = \frac{V}{m}, \quad (1.7)$$

де V — об'єм газу, м^3 ;

m — маса газу, кг ;

V_c — питомий об'єм середовища, $\text{м}^3/\text{кг}$.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Масова витрата M — маса газу (m), що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу (t), кг/с, кг/год:

$$M = \frac{m}{t}, \quad (1.8)$$

де t — час, протягом якого через даний переріз проходить газ, с, год.

Об'ємна витрата Q — кількість газу в одиниці об'єму, що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу, m^3 / c :

$$Q = \frac{V}{t}, \quad (1.9)$$

У розрахунках систем газопостачання використовують поняття об'ємної витрати при стандартних умовах $T = 293 \text{ } ^\circ K$ і $P = 0,1013 \text{ МПа}$.

Лінійна швидкість газу W визначається як об'ємна витрата газу (Q) в умовах потоку через одиницю поперечного перерізу потоку (F), м/с.

$$W = \frac{Q}{F}, \quad (1.10)$$

де F — площа поперечного перерізу потоку, m^2 .

Масова швидкість U — масова витрата газу через одиницю поперечного перерізу потоку, $кг / c \cdot m^2$:

$$U = \frac{M}{F}. \quad (1.11)$$

Тиск P — дорівнює границі відношення нормальної складової сили (N) до площі (S), на яку діє сила

$$P = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta N}{\Delta S} = \frac{dN}{dS} \quad (1.12)$$

При рівномірному розподілі сил:

$$P = \frac{N}{S}. \quad (1.13)$$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Абсолютний тиск газів (P) — це тиск газів на стінки трубопроводів і посудин. Надмірний тиск газів ($P_{\text{надм.}}$) — різниця між абсолютним тиском газу і барометричним ($P_{\text{бар.}}$):

$$P_{\text{надм.}} = P - P_{\text{бар.}}, \quad (1.14)$$

$P_{\text{вак.}}$ — різниця між барометричним тиском і абсолютним:

$$P_{\text{вак.}} = P_{\text{бар.}} - P. \quad (1.15)$$

У гідравлічних розрахунках газопроводів використовують абсолютний тиск.

В'язкість газу — це властивість газу чинити опір при русі, що виникає в результаті сил тертя між шарами газу, що рухається. Коефіцієнт, який враховує цю властивість реальних газів, називається коефіцієнтом динамічної (абсолютної) в'язкості ($\text{Па} \cdot \text{с}$) і визначається за формулою:

$$\mu = \frac{\tau}{F} \cdot \frac{l_2 - l_1}{W_2 - W_1}, \quad (1.16)$$

де τ — тангенціальна сила внутрішнього тертя,

$l_1 - l_2$ — відстань між нескінченно тонкими шарами середовища, що рухаються з швидкістю $W_2 - W_1$.

Залежність динамічної в'язкості газів від температури виражається формулою Сатерланда:

$$\mu = \mu_0 \cdot \frac{273 + C}{T + C} \cdot \left(\frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (1.17)$$

де μ — динамічна в'язкість газу при заданій температурі;

μ_0 — в'язкість газу при 273 °K ;

T — температура газу °K ;

C — стала, що залежить від властивостей газу .

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

У гідравлічних розрахунках використовують кінематичну в'язкість ($\text{м}^2/\text{с}$), що визначається співвідношенням:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1.18)$$

Кінематична в'язкість залежно від тиску і температури виражається формулою:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{\mu_0}{P} \cdot \left(R \cdot T \cdot \frac{273 + C}{T + C} \right) \cdot \left(\frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (1.19)$$

де ν — кінематична в'язкість, $\text{м}^2/\text{с}$;

μ — динамічна в'язкість. $\text{Па} \cdot \text{с}$;

ρ — густина, $\text{кг}/\text{м}^3$;

R — газова стала, $\text{Дж} / \text{кмоль} \cdot \text{К}$.

Із підвищенням температури газу в'язкість збільшується. При наявності в природному газі сірководню (H_2S), вуглекислого газу (CO_2) і азоту (N_2) в'язкість його збільшується.

Залежність в'язкості газів від молекулярної маси при атмосферному тиску показана на графіку (рис. 1.1).

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

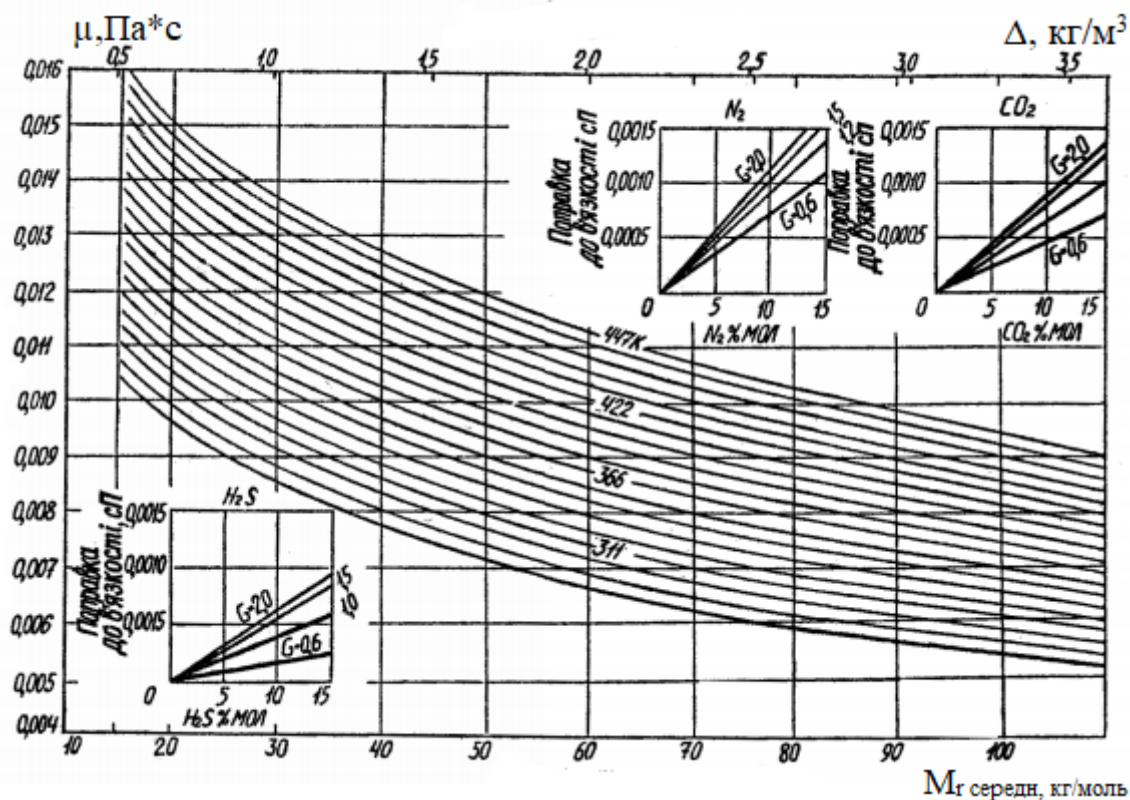


Рисунок 1.1. Залежність в'язкості газів від молекулярної маси при атмосферному тиску

Вологість — природний газ у пластових умовах, насичений парами води, які при русі газу конденсуються, збираються у низьких місцях газопроводів, порушуючи технологічний режим транспортування газу. Сполучення води з кислими газами сприяє інтенсивній корозії обладнання. Крім того, при певних тисках у присутності вологи в газі утворюються кристалогідрати, які закупорюють прохідний переріз газопроводу й арматури, що може призвести до аварійної ситуації.

Наявність вологи в газі характеризується абсолютною і відносною вологістю. Абсолютна вологість (17) характеризує вміст водяних парів в одиниці об'єму газу в г/м або кг/1000 м³.

Відносна вологість (U_0) — відношення абсолютної вологості при даних тиску і температурі до його вологоємності, тобто до кількості вологи в одиниці об'єму газу, що міститься при умовах насичення. Відносна вологість

вимірюється в частках одиниці або відсотках. Відносна вологість газу, насиченого парами води, дорівнює 100%.

Вологовміст природних газів залежить від тиску, температури, складу газу й води, характеристики середовища контакту і визначається за номограмою (рис. 1.2.). Температура, при якій газ повністю насичений водяними парами, називається точкою роси даного газу.

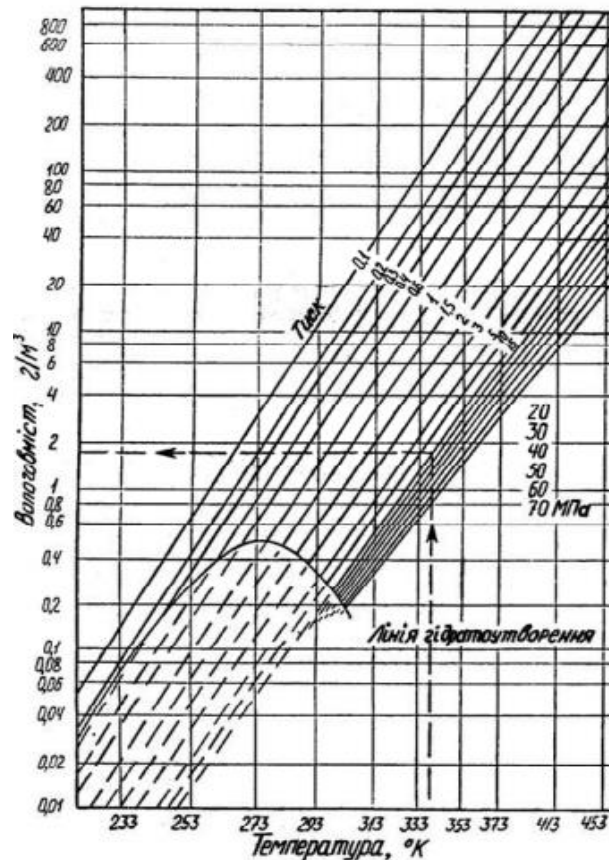


Рисунок. 1.2. - Номограма для визначення вологовмісту природного газу

Тиск насичених парів вуглеводнів є функцією температури. При підвищенні температури рідини тиск збільшується за рахунок переходу частини рідини в пароподібний стан. При рівновазі парової і рідкої фаз парціальний тиск компонента в паровій фазі (над рідиною) і в рідкій фазі (в рідині) буде однаковим.

Тиск, при якому рідина при даній температурі знаходиться в стані рівноваги зі своїми парами, називається пружністю насичених парів рідини. Залежність пружності парів вуглеводневих газів показана на рис. 1.3.

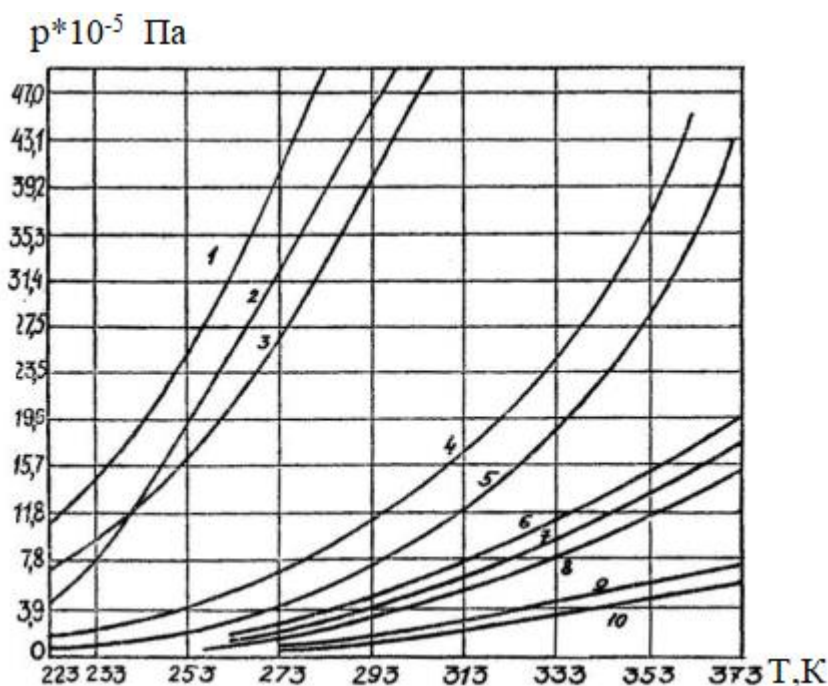


Рисунок. 1..3 - Графік пружності парів вуглеводневих газів: 1 — метан, 2 - стан, 3 — етилен, 4 — пропан, 5 — пропілен, 6 — ізобутан, 7 — бутан, 8 — ізопентан, 9 — пентан, 10 — гексан

Стисливість газу характеризує відхилення властивостей реальних газів від законів ідеального газу. Об'єм реальних газів змінюється непропорційно його тиску й температурі і при однакових умовах стискується більше або менше, ніж ідеальний газ на величину γ — коефіцієнт стисливості, який визначають експериментально або за номограмою (рис. 1.4) залежно від приведених температури й тиску газу:

$$T_{пр.} = \frac{T_{середн.}}{T_{кр.}} ;$$

$$P_{пр.} = \frac{P_{середн.}}{P_{кр.}} ,$$

(1.20)

де $T_{середн.}$ і $P_{середн.}$ —середні температура й тиск газу;

$T_{кр.}$ і $P_{кр.}$ — середньокритичні температура й тиск газу відповідно в °К,
МПа.

Критичною температурою називають таку температуру, вище якої при будь-якому тиску не можна сконденсувати пару (перевести в рідкий стан). Критичним тиском називають такий тиск, вище якого не можна випарити рідину при будь-якому підвищенні температури.[2]

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

2.ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1.Аналіз приладів та систем вимірювання витрати природного газу

Для вимірювання витрати природного газу використовують прилади які засновані на таких методах:

- метод змінного перепаду тиску;
- тахометричний метод;
- ультразвуковий метод;
- вихровий метод;

2.1.1.Прилади засновані на методі змінного перепаду тиску

Витратоміри засновані на методі змінного перепаду тиску поділяються на: поплавково-пружинні, поплавково-архімедові, витратоміри з електромагнітним врівноваженням і кулькові з рухом в криволінійній трубці.

Принцип дії приладів заснованих на данному методі полягає в тому, що прилад має тіло(поплавок), на яке діє потік вимірюваної речовини і величина переміщення тіла служить мірою витрати. Основними серед приладів данного методу є поплавково-пружинні витратоміри.

Якщо поплавок або поршень в поплавковому або поршневому витратомірі з'єднати з пружиною, то отримуємо витратомір поплавково пружинний витатомір, в якому тиск потоку повинен долати не тільки вагу рухливого елемента ,а і пружність пружини.

Перевагами поплавково-пружинних витратомірів є: можливість значного підвищення максимальної границі вимірювання і зручність переходу на інший діапазон вимірювання шляхом заміни пружини.

Рівняння витрати поплавково-пружинних витаромірів:

$$Q_0 = (\alpha_0 / \sqrt{1 + \varphi \alpha^2}) * \sqrt{2cH/pf a^2} \quad , \quad (2.1)$$

де, α – коефіцієнт витрати;

f - площа поплавка;

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

c - коефіцієнт жорсткості пружини;

H - висота підйому поплавка;

ρ -густина матеріалу поплавка;

Реалізовані побудови поплавково – пружинних витратомірів дуже різноманітні. Схема одного з таких приладів приведена на рис 2.1. Газ або рідина протікає по трубі 1 і припіднімає колокол 2 напівсферичної форми, який виконує роль поплавка. Колокол навантажений пружиною 3 і переміщує сердечник 4 диференціально – трансформаторної передачі. Такі прилади розроблені для труб діаметром від 10 да 260 мм. на витрати від 0,03-0,15 м³/год до 200-1000 м³/год при тиску 2 МПа і температурі 120 градусів Цельсія. Витратомір простий та компактний але його похибка складає $\pm 4\%$

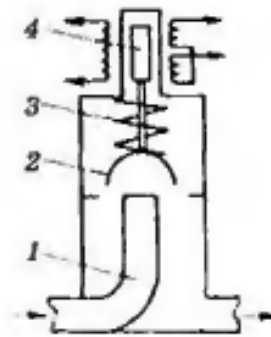


Рисунок 2.1. Схема поплавково-пружинного витратоміра з верхньою пружиною

2.1.2. Прилади засновані на тахометричному методі вимірювання

Тахометричний метод заснований на вимірюванні швидкості обертання турбіни, лопасті будь якого іншого елемента, яка залежить від дії потоку газу або рідини. Для створення тахометричного витратоміра швидкість руху чутливого елемента необхідно попередньо перетворити в сигнал пропорційний витраті і зручний для вимірювання. В цьому випадку необхідний двоступеневий перетворювач витрати. Його перша частина – турбіна, кулька або інший елемент швидкість якого пропорційна об'ємній витраті, а друга частина – тахометричний перетворювач який виробляє вимірюваний сигнал, зазвичай

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

частоту електричних імпульсів, пропорційну швидкості руху тіла. На рис 2.2.а зображена крильчатка аксіального типу гвинтової форми. Вісь крильчатки співпадає з віссю потоку. Приведені крильчатки тангенціального типу з прямим (рис 2.2.б) і ковшовими (рис 2.2.в) лопастями, вісь обертання яких перпендикулярна напрямку потоку. Всі вони як правило встановлюються на вертикальних трубопроводах.

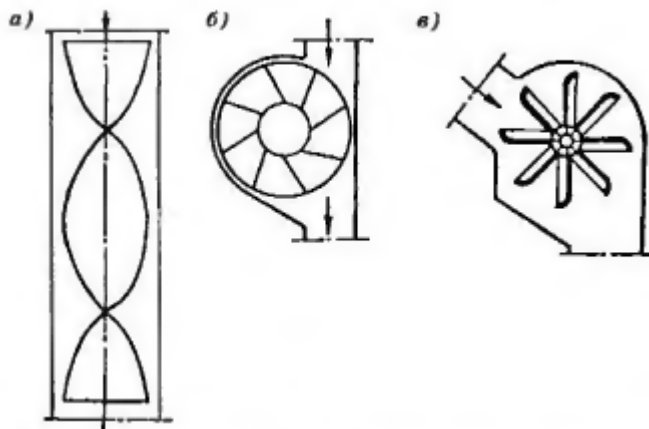


Рис 2.2. Крильчатки турбінних витратомірів: а-аксіальна гвинтової форми; б-тангенціальна з прямими лопастями; в- тангенціальна з ковшовими лопастями.

Похибка турбінних витратомірів від 0,5 до 1,5 % в залежності від точності перетворювача. Турбінні тахометричні витратоміри можуть виготовлятися для труб діаметром від 4 до 750 мм. для тисків до 250 МПа і температур від – 240 до +700 градусів Цельсія.

Основним недоліком тахометричних витратомірів – знос опор. Також зі збільшенням вязкості речовини діапазон лінійної характеристики зменшується, що виключає їх використання для в'язких рідин.

Рівняння витрати для витратоміра з аксіальною турбіною:

$$Q = \omega r s * tg\varphi, \quad (2.2)$$

де ω – кутова швидкість обертання турбіни;

φ - кут нахилу лопасті;

S – площа поперечного перерізу потоку.

2.1.3. Прилади засновані на вихровому методі

Вихровими називаються витратоміри, засновані на залежності від витрати частоти коливання тиску, які виникають в потоці в процес вихроутворення або коливання потоку. Вони діляться на 3 групи:

1. Витратоміри, які мають в первинному перетворювачі не рухливе тіло, при обтіканні якого з обох його сторін по змінно виникають вихри, я створюють пульсацію тиску.
2. Витратоміри в первинному перетворювач яких потік закручується і потрапляє після цього в розширену частину труби, створює при цьому пульсації тиску.
3. Витратоміри, в первинному перетворювачі яких потік, який витікає з отвору, здійснює автоколивання, створюючи при цьому пульсації тиску.

У вихрових витратомірів багато переваг: відсутність рухливих частин, простота та надійність перетворювача витрати, незалежність показань від тиску та температури, великий діапазон вимірювання, який доходить в деяких випадках до 15 – 20, лінійність шкали, хороша точність (похибка $\pm 0.5 - 1.5\%$), частотний вимірюваний сигнал, стабільність показів, порівняно нескладна вимірювальна схема, можливість отримання універсального градуювання. До недоліків вихрових витратомірів відносяться відноситься значна втрата тиску, яка досягає 30-50 кПа, і деякі обмеження можливостей їх використання: вони не придатні при малих швидкостях через складності вимірювання сигналу, маючи малу частоту, і виготовляються тільки для труб, які мають діаметр від 25 до 150-300 мм.

Вихрові витратоміри за обтікаємим тілом

Тіло знаходиться на шляху потоку, змінює направлений рух обтікаючих його потоків і збільшує їх швидкість за рахунок відповідного зменшення тиску. За міделевим перерізом тіла починається обернений процес зменшення швидкості і збільшення тиску. Одночасно з цим на передній стороні тіла

					ДП. ПІ 51 10.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

створюється підвищене а на задній стороні понижений тиск. Пограничний шар який обтікає тіло, пройшовши миделевий переріз, відривається від тіла і під впливом пониженого тиску за тілом змінює напрям руху, утворюючи вихор. Це відбувається як на верхніх так і на нижніх точках обтікаємого тіла. Але так, як розвиток вихру з однієї сторони перешкоджає такому ж розвитку з іншої сторони, то утворення вихрів с тієї чи іншої сторони відбувається по черзі(Рис. 2.3). При цьому за обтікаємим тілом утворюється вихрова доріжка комірки шириною а, яка має постійне відношення b/a яку для обтікаємого циліндру дорівнює 0,281.

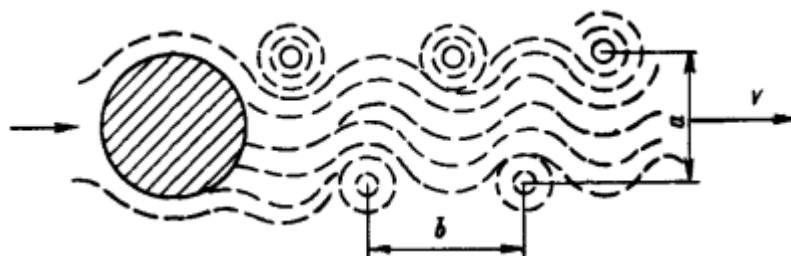


Рисунок 2.3 Схема утворення вихрів

Рівняння витрати для вихрових витратомірів з обтікаємим має вигляд:

$$Q = \left(\frac{sd}{sh} \right) * f, \quad (2.3)$$

де f -частота зриву вихрів;

d -діаметр циліндра;

s – площа найменшого поперечного перерізу потоку навколо обтікаємого тіла.

Витратоміри з прецесією воронкоподібного вихру

Перетворювачі цих витратомірів мають пристрій ,який закручує потік, потім через короткий циліндричний насадок або ділянку труби в її розширену частину. В останній потік який обертається приймає воронкоподібну форму, а його вісь, навколо якої обертається навколо осі трубопровода. При цьому тиск на зовнішній поверхні вихрового потоку пульсує синхронно з кутовою швидкістю обертання ядра вихру пропорційно лінійній швидкості або об'ємній

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

витраті. Для перетворення частоти пульсацій тиску або швидкості в вимірюваний сигнал використовуються п'єзоелементи або напівпровідникові термоанемометри. Таким чином, цей перетворювач складається з двох ступенів – в 1-й ступені відбувається перетворення об'ємної витрати потоку в частоту прецесії воронкоподібного вихору, а в 2-й – перетворення цієї частоти в вимірювальний сигнал. Дві можливі принципові схеми першої ступені перетворювачів таких витратомірів показані на рис.2.4. а, б. На рис а газ по трубі 1 діаметром δ входить тангенціально в циліндричну камеру 2 діаметром D , де закручується і через патрубок 3 діаметром d і довжиною L потрапляє в трубу або камеру 4 більшого діаметра, де потік процесує, що супроводжується пульсаціями тиску та швидкості. На рис б закручування потоку виконується спірально розташованими лопатками. В іншому обидві схеми ідентичні.[3]

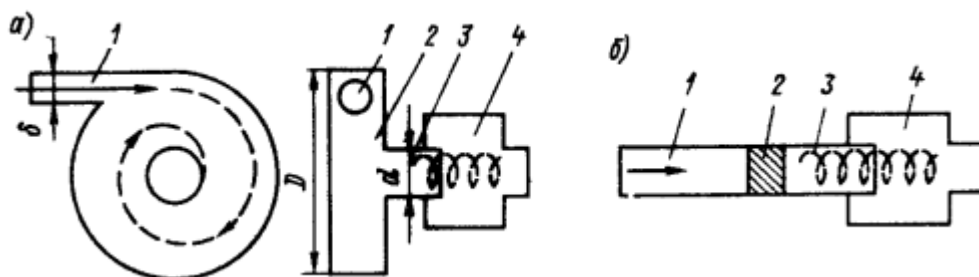


Рисунок 2.4. Схеми пристроїв, які створюють обертовий рух потоку.

2.1.4. Прилади засновані на ультразвуковому методі

Ультразвукові витратоміри зазвичай служать для вимірювання об'ємних витрат через те, що виникають проходження акустичних коливань через потік рідини або газу зв'язаних з швидкістю останнього. Але шляхом додавання акустичного перетворювача, який реагує на щільність вимірюваної речовини, можна здійснити і вимірювання масової витрати. Приведена похибка ультразвукових витратомірів лежить в межах від 0.1 до 2.5%, але в середньому може бути оцінена цифрами 0.5 – 1%. Ультразвукові витратоміри придатні для труб будь-якого діаметра починаючи з 10 мм.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Цей метод має такі переваги :

- Безконтактність, що дозволяє вимірювати витрату без контакту з вимірюваною речовиною за допомогою п'єзоперетворювачів.
- висока швидкодія
- відсутність рухливих елементів,
- висока точність.

Ультразвукові витратоміри поділяються на:

- 1.Фазові
- 2.Імпульсні
- 3.Частотно-імпульсні

Фазові ультразвукові витратоміри

Суть ультразвукового фазового методу полягає в тому, що ультразвукові коливання вводяться синфазно в вимірюване середовище по напрямку потоку і проти нього. Ультразвукові хвилі проходять через середовище і потрапляють на п'єзоелемент – приймач. На приймачі ультразвукові хвилі мають деякий зсув фази і за цим зсувом ми можемо визначити витрату. Схема приладу на рис 2.5.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

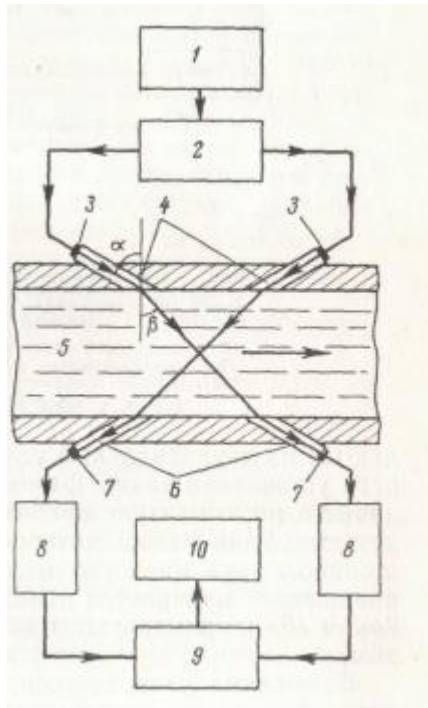


Рисунок 2.5. Ультразвуковий витратомір за фазовою схемою:

1. Задаючий генератор.
2. Підсилювач потужності.
3. Випромінюючі п'єзоелементи.
4. Звукопроводи.
5. Контролююче середовище.
6. Звукопроводи.
7. Приймні п'єзоелементию
8. Двоканальний підсилювач.
9. Фазовий детектор.
10. Реєструючий пристрій.

Імпульсні ультразвукові витратоміри

Суть ультразвукового методу за імпульсною схемою полягає в тому, що короткі імпульси ультразвуку випромінюються в напрямку потоку і проти нього. Ультразвук потрапляє на приймач. Час проходження імпульсів за потоком та проти нього відрізняється. Тому за різницею часу проходження

імпульсу ми можемо визначити витрату. Схема ультразвукового витратоміра зображена на рис. 2.6.

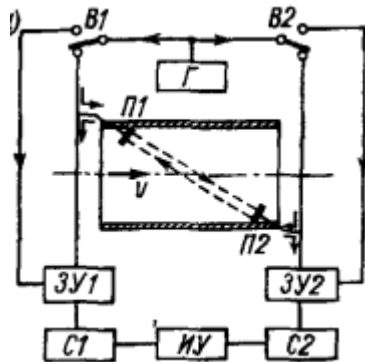


Рисунок 2.6 Схема ультразвукового імпульсного витратоміра:

В1,В2- вібратори

ЗУ1, ЗУ2- зарядні пристрої

П1,П2- п'єзоперетворювачі

ИУ- вимірюючий пристрій

Ультразвукові частотно-імпульсні витратоміри

В частотно імпульсних схемах короткі імпульси електричних коливань високої частоти подаються на випромінюючі п'єзоелементи і перетворюються в них на ультразвукові імпульси. Після того як імпульси пройшли через середовище до приймача запускається новий цикл генерування ультразвукового імпульсу. Різниця частот слідування імпульсів або пакетів визначає швидкість потоку речовини. [4]

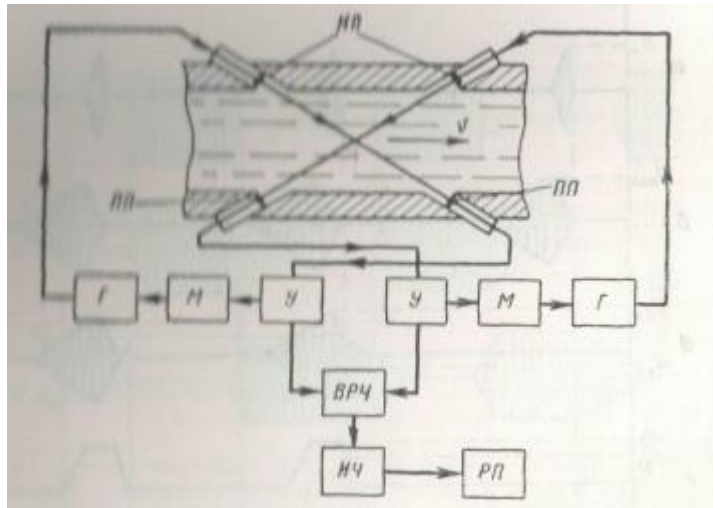


Рис 2.7. Схема витратоміра по частотній схемі

Г-генератори;

ИП- випромінюючі п'єзоелементи;

ПП – прийомні п'єзоелементи;

У- підсилювач;

М-модулятор;

ВРЧ- виділення резонансної частоти;

ИЧ- вимірювач частоти;

РП- реєструючий прилад.[4]

2.2.Розробка математичної моделі лічильників

Лічильники комплексу реалізовані за допомогою ультразвукового імпульсного методу, принцип дії якого показаний в розділі

Математична модель лічильників зображена на рис.

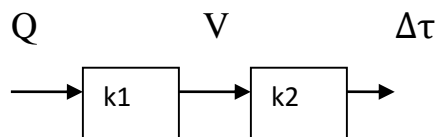


Рисунок 2.8. Математична модель лічильників

$$k1 = \frac{4}{\pi * D^2} , \quad (2.4)$$

де, D- діаметр трубопроводу

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$k_2 = \frac{2D \sin \alpha}{C_1 C_2 \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}} + \frac{1}{v} \left(\frac{D \delta c_2}{C_2^2 \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}} + \frac{\delta c_1}{C_1^2} + \delta \tau_t + \delta \tau_q \right), \quad (2.5)$$

де, n- коефіцієнт заломлення;

α – кут між ультразвуковим променем і віссю трубопровода;

c_1 - швидкість звуку в матеріалі звукопроводів;

c_2 - швидкість звуку в контрольованому середовищі середовищі;

$\Delta \tau$ - різниця проходження ультразвуку за та проти потоку газу;

δc_2 - асиметрія швидкості ультразвуку в контрольованому середовищі;

δc_1 - асиметрія швидкості ультразвуку в матеріалі звукопроводу;

v- середня швидкість рідини;

$\delta \tau_t$ – температурна похибка;

$\delta \tau_q$ – концентраційна похибка.

Передаточна функція лічильника:

$$W(p) = \frac{4}{\pi \cdot D^2} * \frac{2D \sin \alpha}{C_1 C_2 \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}} + \frac{1}{v} \left(\frac{D \delta c_2}{C_2^2 \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}} + \frac{\delta c_1}{C_1^2} + \delta \tau_t + \delta \tau_q \right) \quad (2.6)$$

2.3.Розробка принципової та структурної схеми комплексу

До складу структурної схеми комплексу вимірювання витрати природного газу зображеної на рис. входять:

- 2 ультразвукових лічильника «КУРС»

- 1 ультразвуковий лічильник «ГУВР»

Характеристики приладів наведені в табл 2.1.

Таблиця 2.1. Характеристики ультразвукових лічильників.

Ультразвуковий лічильник	$Q_{min},$ м ³ /год	$Q_t,$ м ³ /год	$Q_{max},$ м ³ /год
«КУРС»	4	32.5	650
ГУВР	7	80	1600

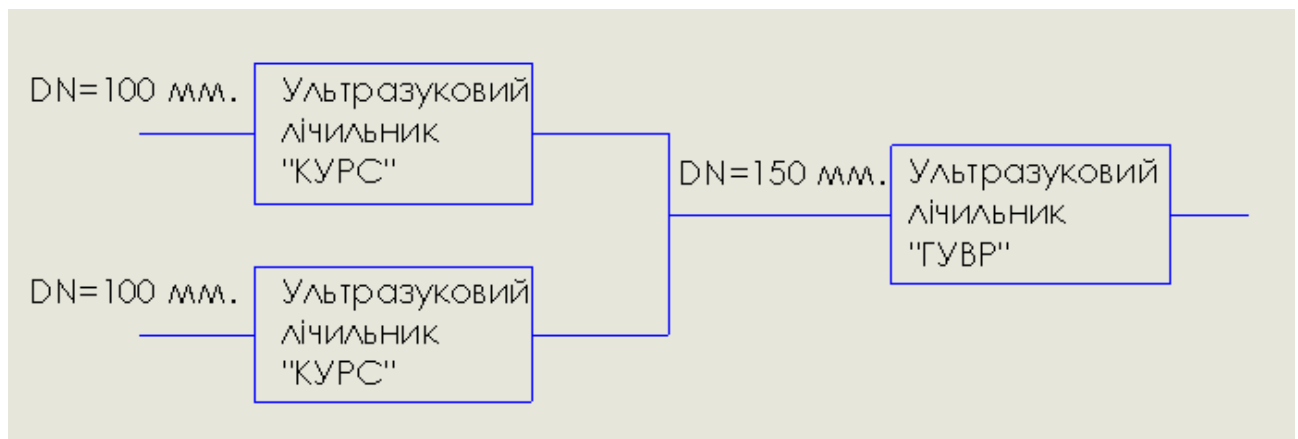


Рисунок 2.9. Структурна схема комплексу вимірювання витрати природного газу.

Принципова схема комплексу зображена на рис. Кожен лічильник в своєму складі має:

ПЕП – п'єзоелектричний перетворювач;

ЕБ – електронний блок;

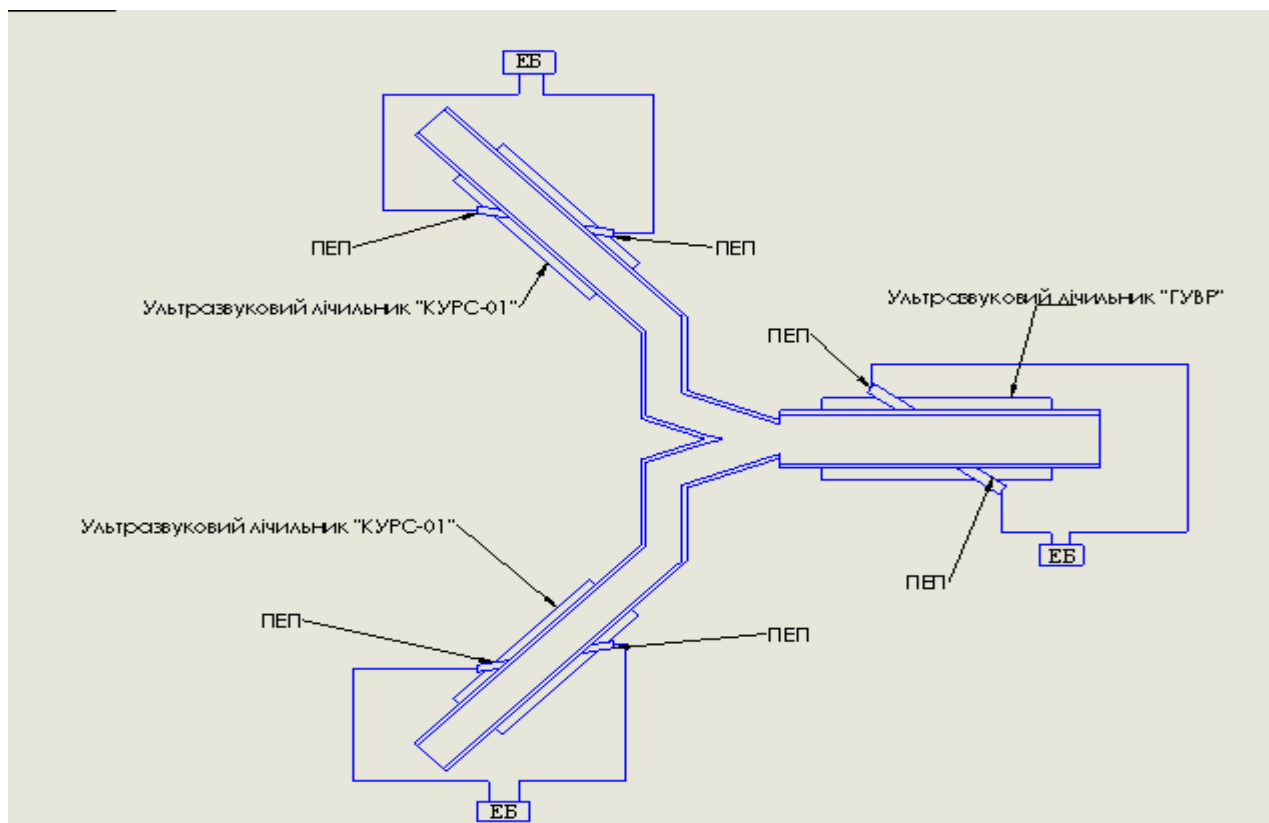


Рисунок 2.10. Принципова схема комплексу вимірювання витрати природного газу.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

2.4.Розрахунок конструктивних елементів та лічильника в цілому

Розрахунок радіуса п'єзоелемента:

$$r \leq 1 \div 2 \frac{c_n}{f}, \quad (2.7)$$

де, c_n - швидкість ультразвуку в матеріалі п'єзоелемента;

f-частота.

Матеріал п'єзоелементів - кварц Х-зрізу, швидкість звуку в якому дорівнює 5700 м/с, частота = 1МГц.

Радіус п'єзоелемента для витратоміра DN=100 м³/год:

$$r \leq 1,5 * \frac{5760}{1000000} = 8,64 * 10^{-3} \text{ м}$$

Радіус п'єзоелемента для витратоміра DN=150 м³/год:

$$r \leq 2 * \frac{5760}{1000000} = 12 * 10^{-3} \text{ м}$$

Розрахунок сумарної осьової довжини акустичного каналу:

$$l = 100 * r \quad (2.8)$$

Сумарна осьова довжина звукового каналу для лічильника «КУРС» м³/год:

$$l = 100 * 8,64 * 10^{-3} = 0,86 \text{ м.}$$

Сумарна осьова довжина звукового каналу для лічильника «ГУВР» м³/год:

$$l = 100 * 12 * 10^{-3} = 0,115 \text{ м.}$$

Відстань від осі трубопровода до ПЕП визначається за формулою:

$$H_0 = (2.65 * r + R). \quad (2.9)$$

Для лічильника «КУРС» відстань від осі трубопровода до ПЕП:

$$H_0 = 2.65 * 8,64 * 10^{-3} + 0,1 = 0,66 \text{ м.}$$

Для лічильника «ГУВР» відстань від осі трубопровода до ПЕП:

$$H_0 = 2.65 * 12 * 10^{-3} + 0,15 = 0,9 \text{ м.}$$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

2.5.Розрахунок параметрів трубопроводу

Лічильник «КУРС»

Матеріал трубопроводу – сталь 12Х18Н10Т.

Допустима напруга $\sigma=147$ МПа

Допуск до товщини труби $c_{11}=0.3$ мм.

Тиск в трубі $P=6.3$ МПа.

Зовнішній діаметр труби $D_{\text{зовн}}=106$ мм.,

Внутрішній діаметр труби $DN=100$ мм.

Розрахунок товщини стінок:

$$x_s = (D_{\text{зовн}} - DN)/2. \quad (2.10)$$

$$x_s = (106 - 100)/2 = 3 \text{ мм.}$$

Розрахункова товщина стінок труби:

$$S_R = \frac{P \cdot D_{\text{зовн}}}{2 \cdot \sigma + P} + c_{11}, \quad (2.11)$$

$$S_R = \frac{6.3 \cdot 106}{2 \cdot 147 + 6.3} + 0.3 = 2.52 \text{ мм.}$$

Коефіцієнт запасу міцності труби:

$$k = \frac{x_s}{S_R} \quad (2.12)$$

$$k = \frac{3}{2.52} = 1.19 > 1$$

Так як $k > 1$ можна сказати що трубопровід має достатній запас міцності для вирішення задачі.

2.6. Розрахунок лічильників

Лічильник «ГУВР»

Матеріал трубопроводу – сталь 12Х18Н10Т.

Допустима напруга $\sigma=147$ МПа.

Допуск до товщини труби $c_{11}=0.2$ мм.

Тиск в трубі $P=6.3$ МПа.

Зовнішній діаметр труби $D_{\text{зовн}}=158$ мм.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Внутрішній діаметр труби DN=150 мм.

Розрахунок товщини стінок:

$$x_s = (158 - 150)/2 = 4 \text{ мм}$$

Розрахункова товщина стінок труби:

$$S_R = \frac{6.3 * 106}{2 * 147 + 6.3} + 0,2 = 3,31 \text{ мм}$$

Коефіцієнт запасу міцності труби:

$$k = \frac{4}{3,31} = 1.14 > 1$$

Так як $k > 1$ можна сказати що трубопровід має достатній запас міцності для вирішення задачі.

2.6.Розрахунок метрологічних характеристик

Витрата газу обчислюється за такою формулою:

$$Q = \frac{450\pi C_1 C_2 D \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}}{\sin \alpha} * \Delta \tau, \quad (2.12)$$

де, D – діаметр трубопроводу;

n- коефіцієнт заломлення;

α – кут між ультразвуковим променем і віссю трубопроводу;

c_1 - швидкість звуку в матеріалі звукопроводів;

c_2 - швидкість звуку в контрольованому середовищі середовищі;

$\Delta \tau$ - різниця проходження ультразвуку за та проти потоку газу.

Розрахунок різниці проходження ультразвуку за та проти потоку газу:

$$\Delta \tau = \frac{2D \sin \alpha}{C_1 C_2 \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}} * v + \frac{D * \delta c_2}{C_2^2 \sqrt{1-n^2 \sin^2 \alpha}} + \frac{\delta c_1}{C_1^2} \quad (2.13)$$

де, n- коефіцієнт заломлення;

δc_2 - асиметрія швидкості ультразвуку в контрольованому середовищі;

δc_1 - асиметрія швидкості ультразвуку в матеріалі звукопроводу;

v- середня швидкість рідини;

Розрахунок швидкості потоку у звукопроводі:

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$v = \frac{4Q}{\pi * D^2} \quad (2.14)$$

Коефіцієнт заломлення розраховується за формулою:

$$n = \frac{c_2}{c_1} \quad (2.15)$$

Асиметрія швидкості в матеріалі звукопроводу визначається за графіком(рис. 2.11)

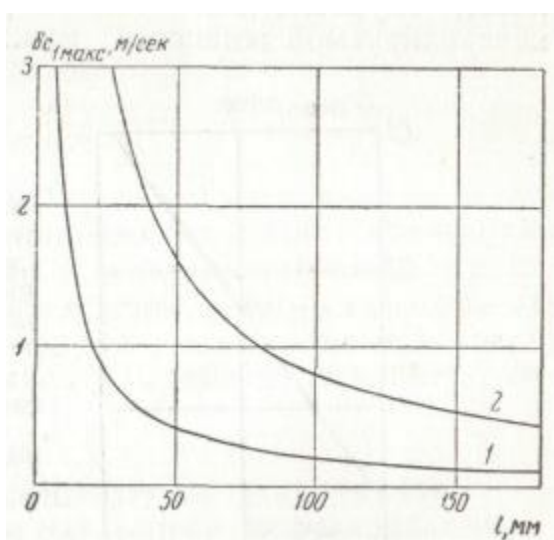


Рисунок 2.11. Максимально допустима асиметрія швидкості ультразвуку в звукопроводах перетворювачіу ультразвукових витратомірів в залежності від довжини звукопроводів: 1- $c_1 = 2500$ м/с 2- $c_1 = 5760$ м/с

Асиметрія швидкості в контрольованому середовищі визначається за графіком(рис 2.12)

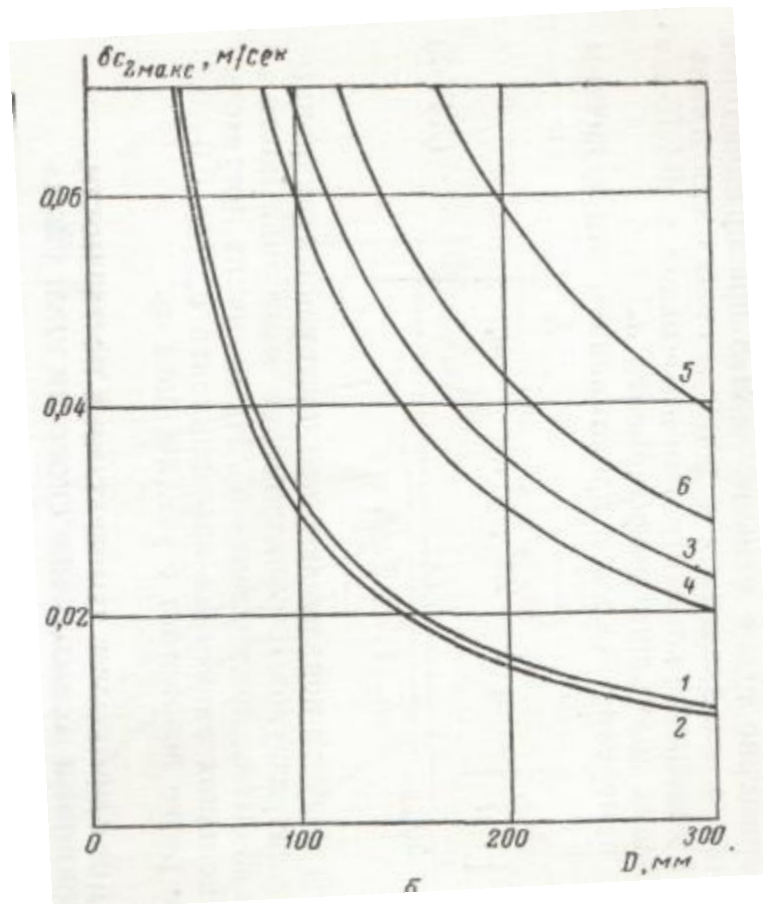


Рисунок 2.14. Максимально допустима асиметрія швидкості ультразвуку в контрольованому середовищі в перетворювачах ультразвукових витратомірів:
 1- $n_0 = 0.2$; 2- $n_0 = 0.4$; $c_2 = 1000$ м/с; 3- $n_0 = 0.3$; 4- $n_0 = 0.6$; $c_2 = 3500$ м/с; 5- $n_0 = 0.3$; 6- $n_0 = 0.6$; $c_2 = 5700$ м/с;

2.6.1 Розрахунок приладу «ГУВР»

Коефіцієнт заломлення:

$$n = \frac{432,29}{5760} = 0.076.$$

Зміна швидкості в контрольованому середовищі за рис:

$$\delta c_2 = 0,12.$$

Зміна швидкості в матеріалі звукопроводу за рис:

$$\delta c_1 = 0,85.$$

Швидкість потоку:

Для $Q = 0,0022$ м³/с

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$v = \frac{4 * 0,0022}{\pi * 0,1^2} = 0,142 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Для $Q = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}$

$$v = \frac{4 * 0,022}{\pi * 0,1^2} = 2,828 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Для $Q = 0,444 \text{ м}^3/\text{с}$

$$v = \frac{4 * 0,444}{\pi * 0,1^2} = 56.561 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Різниця проходження ультразвуку за та проти потоку газу:

Для $Q = 0,0022 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta\tau = \frac{2 * 0,1 \sin 35}{5760 * 439 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} * 0,283 + \frac{0,1 * 0,1}{5760^2 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} + \frac{0,75 * 0,086}{439^2} = 7,727 * 10^{-8} \text{с.}$$

Для $Q = 0,02222 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta\tau = \frac{2 * 0,1 \sin 35}{5760 * 439 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} * 2,828 + \frac{0,1 * 0,1}{5760^2 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} + \frac{0,75 * 0,086}{439^2} = 1.918 * 10^{-7} \text{с.}$$

Для $Q = 0,444 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta\tau = \frac{2 * 0,1 \sin 35}{5760 * 439 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} * 56.561 + \frac{0,1 * 0,1}{5760^2 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} + \frac{0,75 * 0,086}{439^2} = 2.633 * 10^{-6} \text{с.}$$

2.6.2. Розрахунок приладу «КУРС»

Коефіцієнт заломлення:

$$n = \frac{432,29}{5760} = 0.076.$$

Зміна швидкості в контрольованому середовищі за рис:

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\delta c_2 = 0,1.$$

Зміна швидкості в матеріалі звукопроводу за рис:

$$\delta c_1 = 0,75.$$

Швидкість потоку:

Для $Q = 0,0011 \text{ м}^3/\text{с}$

$$v = \frac{4 * 0,00111}{\pi * 0,1^2} = 0,142 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Для $Q = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$

$$v = \frac{4 * 0,009}{\pi * 0,1^2} = 1,146 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Для $Q = 0,18 \text{ м}^3/\text{с}$

$$v = \frac{4 * 0,18}{\pi * 0,1^2} = 22,93 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Різниця проходження ультразвуку за та проти потоку газу:

Для $Q = 0,0011 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta \tau = \frac{2 * 0,1 \sin 35}{5760 * 439 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} * 0,142 + \frac{0,1 * 0,1}{5760^2 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} + \frac{0,75 * 0,086}{439^2} = 6,032 * 10^{-8} \text{с}.$$

Для $Q = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta \tau = \frac{2 * 0,1 \sin 35}{5760 * 439 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} * 1,146 + \frac{0,1 * 0,1}{5760^2 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} + \frac{0,75 * 0,086}{439^2} = 1,06 * 10^{-7} \text{с}.$$

Для $Q = 0,18 \text{ м}^3/\text{с}$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$\Delta\tau = \frac{2 * 0,1 \sin 35}{5760 * 439 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} * 22,93 + \frac{0,1 * 0,1}{5760^2 \sqrt{1 - 0,076^2 \sin^2 35}} + \frac{0,75 * 0,086}{439^2} = 1,095 * 10^{-6} \text{с.}$$

2.7.Розрахунок похибок

Температурна похибка визначається за формулою:

$$\delta\tau_t = \frac{b_1 + b_2(1 - 2n_0^2 \sin^2 \alpha)}{1 - n_0^2 \sin^2 \alpha} * \Delta\tau * \Delta t \quad (2.16)$$

$$\Delta t = \frac{0,01(1 - 2n_0^2 \sin^2 \alpha)}{b_1 + b_2(1 - 2n_0^2 \sin^2 \alpha)} \quad (2.17)$$

Концентраційна похибка визначається за формулою:

$$\delta\tau_q = \frac{a_2(1 - 2n_0^2 \sin^2 \alpha)}{1 - n_0^2 \sin^2 \alpha} * \Delta\tau * \Delta q \quad (2.18)$$

$$\Delta q = \frac{0,01(1 - 2n_0^2 \sin^2 \alpha)}{a_2(1 - 2n_0^2 \sin^2 \alpha)} \quad (2.19)$$

2.7.1.Розрахунок похибок для приладу «ГУВР»

Температурна похибка :

$$n_0 = 0,6; b_1 = -1 * 10^{-3} \text{ 1/}^0\text{C}; b_2 = -2 * 10^{-3} \text{ 1/}^0\text{C}; a_2 = 0,7$$

Для Q = 0,0022 м³/с

$$\Delta t = \frac{0,01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{-0,001 - 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)} = -3,39 \text{ }^0\text{C.}$$

$$\begin{aligned} \delta\tau_t &= \frac{0,001 + 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * (-3,39) = \\ &= 7,212 * 10^{-10}. \end{aligned}$$

Для Q = 0,02222 м³/с

$$\Delta t = \frac{0,01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{-0,001 - 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)} = -3,39 \text{ }^0\text{C.}$$

$$\begin{aligned} \delta\tau_t &= \frac{0,001 + 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * (-3,39) = \\ &= 1,925 * 10^{-9}. \end{aligned}$$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Для $Q = 0,444 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta t = \frac{0.01(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{-0,001 - 0,002(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)} = -3,39 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\begin{aligned}\delta\tau_t &= \frac{0,001 + 0,002(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * (-3,348) = \\ &= 2,634 * 10^{-8}.\end{aligned}$$

Концентраційна похибка:

Для $Q = 0,0022 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta q = \frac{0.01(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{0.6 * (1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)} = 17,647.$$

$$\delta\tau_q = \frac{0.6(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{1 - 0.2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * 17,647 = 7.8 * 10^{-10}.$$

Для $Q = 0,02222 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta q = \frac{0.01(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{0.6 * (1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)} = 17,647.$$

$$\delta\tau_q = \frac{0.6(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{1 - 0.2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * 17,647 = 1,925 * 10^{-9}.$$

Для $Q = 0,444 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta q = \frac{0.01(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{0.6 * (1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)} = 17,647.$$

$$\delta\tau_q = \frac{0.6(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{1 - 0.2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * 17,647 = 2,634 * 10^{-8}.$$

2.7.2 Розрахунок похибок для приладу «КУРС»

Вхідні дані: $n_0 = 0.6$; $b_1 = -1 * 10^{-3} \text{ } 1/^\circ\text{C}$; $b_2 = -2 * 10^{-3} \text{ } 1/^\circ\text{C}$; $a_2 = 0.6$

Температурна похибка :

$n_0 = 0.6$; $b_1 = -1 * 10^{-3} \text{ } 1/^\circ\text{C}$; $b_2 = -2 * 10^{-3} \text{ } 1/^\circ\text{C}$; $a_2 = 0.7$.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Для $Q = 0,0011 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta t = \frac{0.01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{-0,001 - 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)} = -3,49 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\begin{aligned} \delta \tau_t &= \frac{0,001 + 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * (-3,49) = \\ &= 5,825 * 10^{-10}. \end{aligned}$$

Для $Q = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta t = \frac{0.01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{-0,001 - 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)} = -3,49 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\begin{aligned} \delta \tau_t &= \frac{0,001 + 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * (-3,39) = \\ &= 4,76 * 10^{-9}. \end{aligned}$$

Для $Q = 0,18 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta t = \frac{0.01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{-0,001 - 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)} = -3,49 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\begin{aligned} \delta \tau_t &= \frac{0,001 + 0,002(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * (-3,348) = \\ &= 28,09 * 10^{-9}. \end{aligned}$$

Концентраційна похибка:

Для $Q = 0,0011 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta q = \frac{0.01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{0.6 * (1 - 2 * 0,2_0^2 \sin^2 35)} = 16,503.$$

$$\delta \tau_q = \frac{0.6(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{1 - 0,2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * 17,647 = 7.17 * 10^{-10}.$$

Для $Q = 0,009 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta q = \frac{0.01(1 - 2 * 0,2^2 \sin^2 35)}{0.6 * (1 - 2 * 0,2_0^2 \sin^2 35)} = 16,503.$$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$\delta\tau_q = \frac{0.6(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{1 - 0.2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * 16,503 = 5,859 * 10^{-9}.$$

Для $Q = 0,18 \text{ м}^3/\text{с}$

$$\Delta q = \frac{0.01(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{0.6 * (1 - 2 * 0.2_0^2 \sin^2 35)} = 16,503.$$

$$\delta\tau_q = \frac{0.6(1 - 2 * 0.2^2 \sin^2 35)}{1 - 0.2^2 \sin^2 35} * 7,727 * 10^{-8} * 16,503 = 1,107 * 10^{-8}.$$

Абсолютна похибка визначається за формулою

$$\delta = \sum \delta_n \quad (2.20)$$

$$\delta_n = \sqrt{\delta\tau_t^2 + \delta\tau_q^2} \quad (2.21)$$

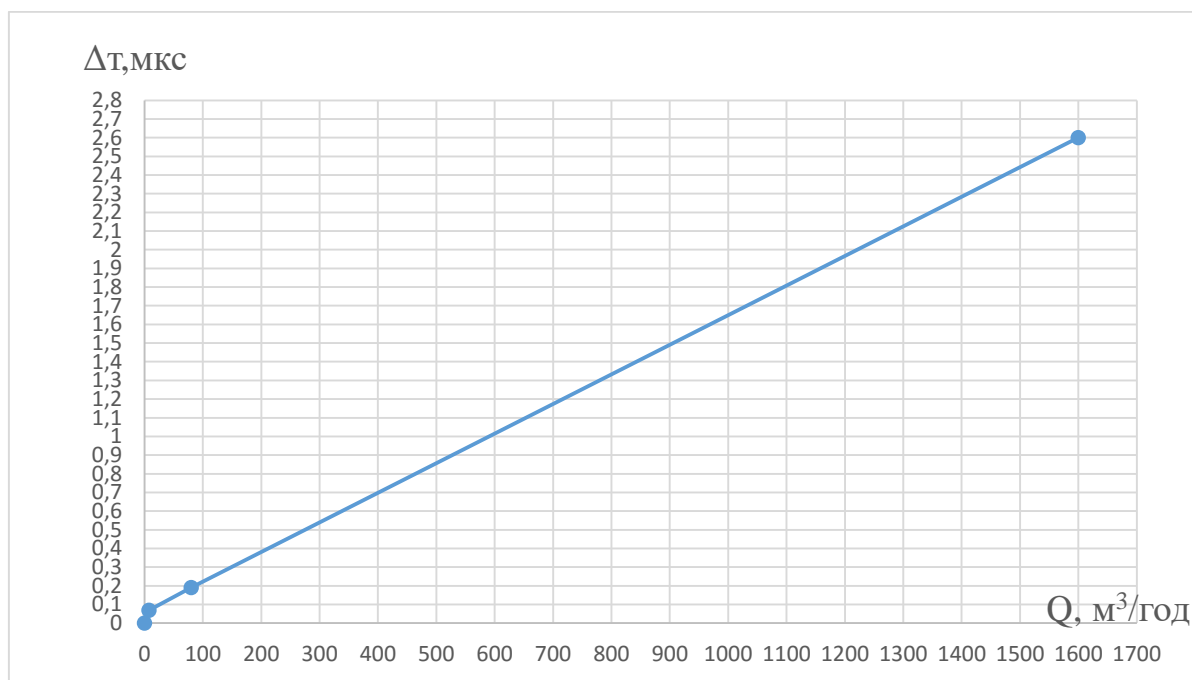
Для лічильника «КУРС»:

$$\delta = 1,06 * 10^{-9} + 2,72 * 10^{-9} + 3,72 * 10^{-8} = 4,10 * 10^{-8}$$

Для лічильника «ГУВП»

$$\delta = 9,23 * 10^{-10} + 7,54 * 10^{-9} + 3,01 * 10^{-8} = 3,86 * 10^{-8}$$

Статична характеристика приладу «ГУВР» зображена на рис. 2.15



					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 2.15. Статична характеристика приладу «ГУВР» $\Delta T=f(Q)$

Статична характеристика приладу «КУРС» зображена на рис 2.16.

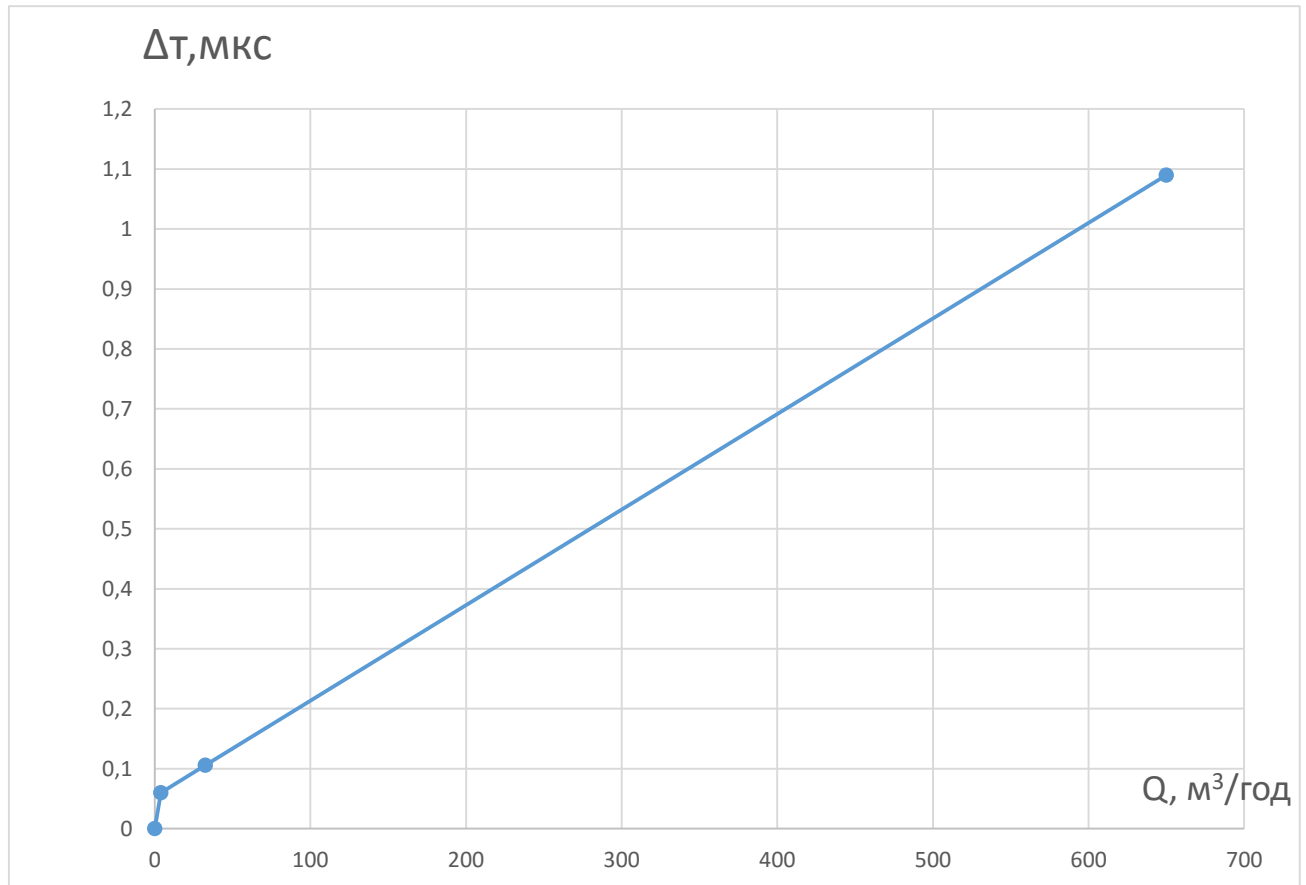


Рисунок 2.16. Статична характеристика приладу «КУРС» $\Delta T=f(Q)$

2 Статична характеристика комплексу зображена на рис. 2.17.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

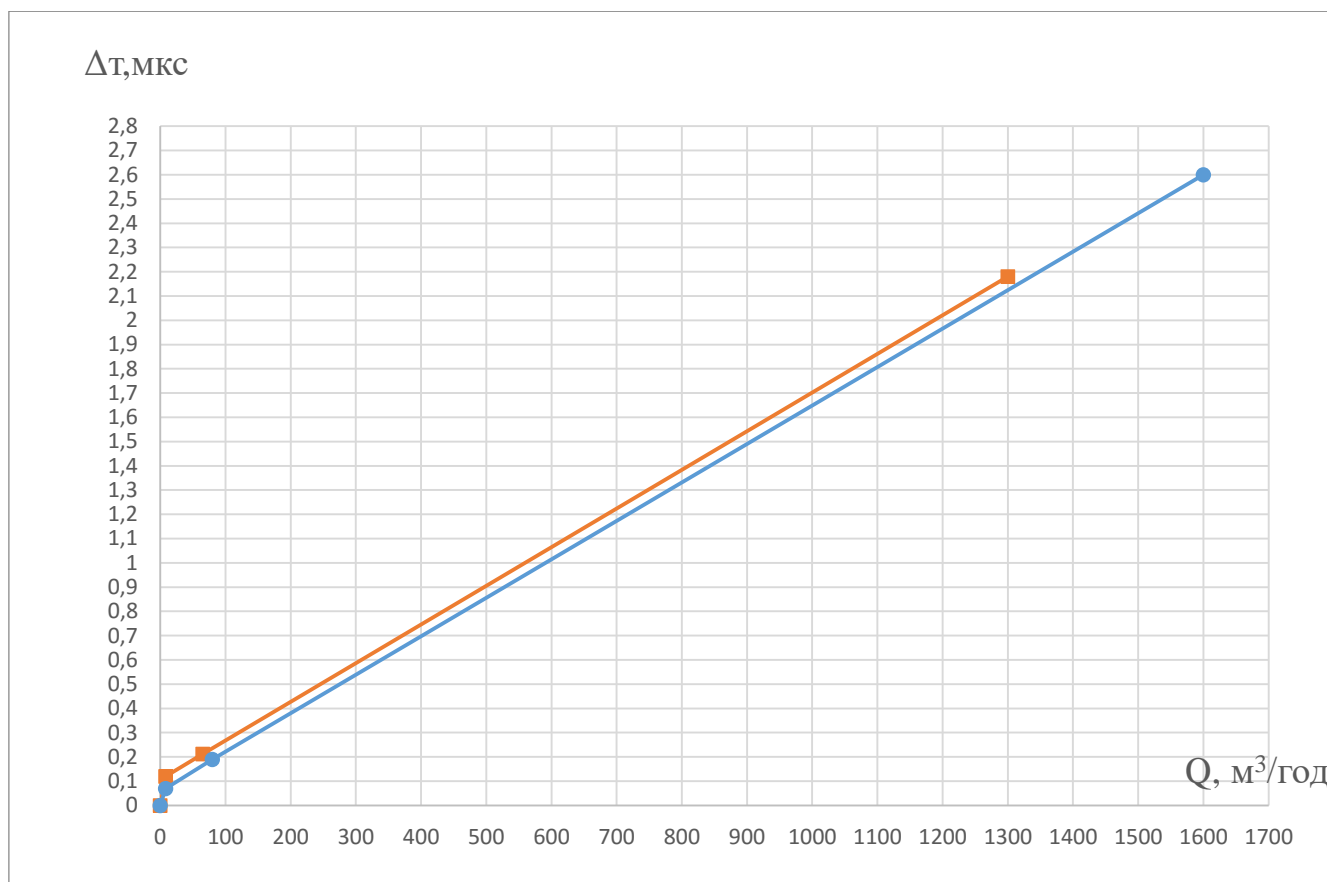


Рисунок 2.17. Статична характеристика комплексу.

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

3.ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

3.1.Опис об'єкта для технологічного процесу

Для опису технологічної частини проекту візьмемо прилад в цілому. Складальне креслення лічильника природного газу представлено в графічній частині дипломного проекту. Опис принципу дії показано в проектно-конструкторському розділі.

Прилад має наступні габаритні розміри: довжина 330 мм ширина мм висота мм. До складу приладу входять 3 складальні одиниці: два п'єзоелектричних перетворювача, електронний блок.

3.2.Оцінка рівня технологічності

Визначення основних показників технологічності

Абсолютний техніко-економічний показник трудомісткості виготовлення T_e виражається сумою нормо-годин, витрачених на виготовлення виробу $T_e = \sum_i T_i$, де T_i – трудомісткість виготовлення й випробувань i – її складової частини виробу в нормо-годинах.

Рівень технологічності конструкції за трудомісткістю виготовлення K_{yt} визначається як відношення досягнутої трудомісткості виробу T_e до базового показника трудомісткості виготовлення $T_{бв}$

$$K_{yt} = \frac{T_e}{T_{бв}}.$$

$$K_{yt} = \frac{18}{21} = 0,85$$

Коефіцієнт уніфікації виробу K_y визначається по формулі

$$K_y = \frac{E_y + D_y}{E + D}$$

де E_y – число уніфікованих складальних одиниць у виробі ($E_y=2$);

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

D_y - число уніфікованих деталей ($D_y=27$);

E - кількість складальних одиниць у приладі ($E=3$);

D - кількість деталей, що є складовими частинами виробу ($D=38$).

$$K_y = \frac{2 + 27}{3 + 38} = 0.76$$

Коефіцієнт уніфікації складальних одиниць $K_{y.c.}$ визначається як відношення кількості уніфікованих складальних одиниць до загального числа складальних одиниць у виробі:

$$K_{y.c.} = \frac{E_y}{E} = \frac{2}{3} = 0,69$$

Коефіцієнт уніфікації деталей виробу $K_{y.d.}$ дорівнює відношенню кількості уніфікованих деталей до загальної кількості деталей у виробі виключно з кріпильними

$$K_{y.d.} = \frac{D_y}{D}.$$

$$K_{y.d.} = \frac{27}{38} = 0,71$$

3.3. Розрахунок точності механоскладальних робіт

До конструкцій є вимоги по точності їх показників, точність яка забезпечується технологією виготовлення деталей, справедливим вибором принципової схеми, а також способом складання приладу. Головною ідеєю технологічності конструкції є взаємозамінність складальних одиниць та деталей.

Нехай розмір який необхідно забезпечити - $A_{зам}$ (рис 3.1..)

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

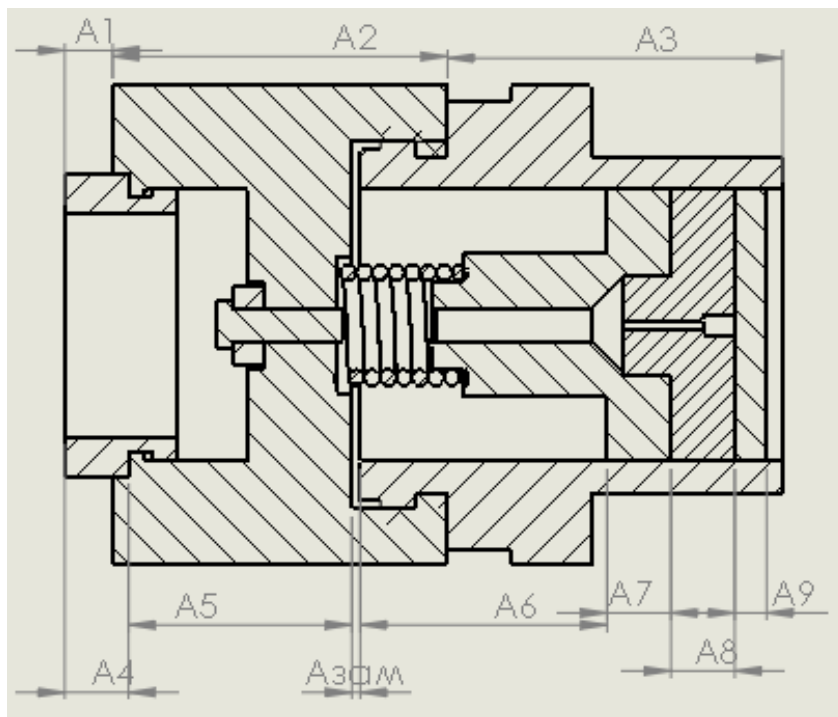


Рисунок 3.1.. Датчик витрати ультразвуковий

В таблиці 3.1. Наведено номінальні значення ланок розмірного ланцюга та їх допустимі відхилення.

Таблиця 3.1. Номінальні значення ланок розмірного ланцюга та їх допустимі відхилення.

Ланка	Номінальний розмір, мм	Допуск, мм	Середина поля допуску, мм	Тип ланки
A1	3	± 0.03	0	збільшуюча
A2	21	-0.1	-0,05	збільшуюча
A3	21	+0.1	+0,05	збільшуюча

Ланка	Номинальний розмір, мм	Допуск, мм	Середина поля допуску, мм	Тип ланки
A5	14	+0.05	+0,025	Зменшуюча
A6	15	+0.05	+0,025	Зменшуюча
A7	4	± 0.03	0	Зменшуюча
A8	4	± 0.03	0	Зменшуюча
A9	2	± 0.03	0	Зменшуюча

3.3.1 Координатний метод.

За допомогою арифметичної суми номінальних розмірів деталі знайдемо номінальне значення замкнутої ланки. Ланка котра збільшує, використовує додатній символ, а ланка, що зменшує – від’ємний.

$$A_{\text{зам}} = (3 + 21 + 21) - (14 + 4 + 15 + 4 + 4 + 2) = 2 \text{ мм}$$

Координата середини поля допуску замикаючої ланки визначається як

$$K_{\text{зам}} = (0,015 - 0,05 + 0,05) - (0,015 + 0,025 + 0,025 + 0 + 0 + 0) = 0,05 \text{ мм}$$

$$\delta_{\text{зам}} = 0,03 + 0,1 + 0,1 + 0,03 + 0,05 + 0,05 + 0,03 + 0,03 + 0,03 = 0,45 \text{ мм}$$

Верхнє і нижнє відхилення розміру замикаючої ланки дорівнюють

$$(BV)_{\text{зам}} = K_{\text{зам}} + 0,5\delta_{\text{зам}} = 0,1 + 0,05 \times 0,9 = 0,55$$

$$(HB)_{\text{зам}} = K_{\text{зам}} - 0,5\delta_{\text{зам}} = 0,1 - 0,05 \times 0,9 = -0,35.$$

$$(BV)_{\text{зам}} = 0,05 + 0,5 * 0,45 = 0,275 \text{ мм}$$

$$(HB)_{\text{зам}} = 0,05 - 0,5 * 0,45 = 0,175 \text{ мм}$$

Таким чином, у разі повної взаємозамінності замикаюча ланка $A_{\text{зам}}$ дорівнює:

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$A_{\text{зам}} = 2^{+0,275}_{-0,175}$$

Визначимо допуск замикаючої ланки імовірнісним методом (методом неповної взаємозамінності)

$$\delta_{\text{зам}} = K \sqrt{\sum_{i=1}^{10} (\delta_i)^2}$$

Припускаючи, що закони розподілу складових розмірів ланцюга є нормальними, то поле розсіювання замикаючої ланки дорівнює

$$\delta_{\text{зам}} = \sqrt{\sum_{i=1}^{10} (\delta_i)^2} = \sqrt{0,032} \approx 0,17(\text{мм})$$

Визначимо координату середини поля розсіювання замикаючої ланки як:

$$\Delta K_{\text{замнеп}} = \sum_{i=3}^3 (\Delta K_i + 0,5\alpha_i\delta_i) - \sum_{i=4}^{10} (\Delta K_i + 0,5\alpha_i\delta_i) = (0 - 0,05 + 0,05) - (0,015 + 0,025 + 0,025) = -0,065(\text{мм})$$

Верхня і нижня границі поля розсіювання замикаючої ланки дорівнюють

$$(BV)_{\text{замнеп}} = \Delta K_{\text{замнеп}} + \frac{\delta_{\text{зам}}}{2} = 0,065 + \frac{0,17}{2} = 0,15;$$

$$(HB)_{\text{замнеп}} = \Delta K_{\text{замнеп}} - \frac{\delta_{\text{зам}}}{2} = 0,065 - \frac{0,17}{2} = 0,02.$$

Таким чином, при неповній (частковій) взаємозамінності замикаюча ланка має такий розмір

$$A_{\text{замнеп}} = (1^{+0,15}_{+0,02}) \text{мм.}$$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3.2Визначення фізичної (параметричної) взаємозамінності

Для визначення витрати природного газу в приладі застосований ультразвуковий метод. В основі цього методу лежить вимірювання часу проходження ультразвуку через вимірюване середовище. Необхідно визначити похибку часу проходження ультразвуку через газ.

Час проходження ультразвуку через середовище визначається за формулою:

$$\tau = \frac{L}{V + c * \cos(\alpha)}$$

де L- відстань між ультразвуковими датчиками.

V – швидкість потоку

C- швидкість ультразвуку

α – кут нахилу датчиків до осі трубопроводу

Похибка часу проходження викликана відхиленням початкових параметрів в межах допуску лічильника. До таких параметрів відносяться:

$$L=(82 \pm 0,5) \text{ мм.}; \quad c=(439 \pm 5) \text{ м/с};$$

$$\alpha = (0.61 \pm 0.01) \text{ рад.}$$

Значення допусків на вказані параметри взяті з технічних умов на електродвигун.

Оскільки зміна параметрів в межах допусків являється випадковою, то значення похибки часу проходження ультразвуку дорівнює:

$$\tau = \sqrt{\left(\frac{\partial \tau}{\partial L} /_L \delta_L K_L\right)^2 + \left(\frac{\partial \tau}{\partial c} /_c \delta_c K_c\right)^2 + \left(\frac{\partial \tau}{\partial \alpha} /_\alpha \delta_\alpha K_\alpha\right)^2}.$$

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Часткові похідні по змінних параметрах представляються як

$$\frac{\partial \tau}{\partial L} = \frac{1}{c + V * \cos(\alpha)} \qquad \frac{\partial \tau}{\partial \alpha} = \frac{V * L * \sin(\alpha)}{(c + V * \cos(\alpha))^2}$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial c} = -\frac{L}{(c + V * \cos(\alpha))^2}$$

При $V = 23$ м/с та середніх значеннях випадкових змінних коефіцієнти впливу дорівнюють

$$\frac{\partial \tau}{\partial L} = 2.18 \text{ с/мм} \qquad \frac{\partial \tau}{\partial \alpha} = 0,0524 \text{ мм}$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial c} = 0,00396 \text{ с}^2/\text{мм}$$

Припускаючи, що випадкові змінні розподілені по нормальному закону, для якого $K=1$, отримаємо похибку часу проходження ультразвуку :

$$\delta_n = \sqrt{(2,18)^2(0,5)^2(1)^2 + (0,00396)^2(5)^2(1)^2 + (0,00524)^2(0,01)^2(1)^2} = 21 \text{ мкс}$$

Отримана похибка складає 4% так як не враховує заломлення звукового променя та асиметрію швидкостей ультразвуку в матеріалі звукопроводу і вимірюваному середовищі. Якщо отримана похибка не відповідає вимогам експлуатації то її можна зменшити шляхом точнішого регулювання відстані між ультразвуковими датчиками.

3.4.Розробка технологічного процесу складання виробу

Проектування технологічного процесу складання включає вибір найбільш раціональних процесів і способів складання, визначення послідовності з'єднання деталей і складальних одиниць, регулювання і контролю виробу та складальних

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

одиниць, вибір необхідного устаткування, робочих і вимірювальних інструментів та нормування операцій технологічного процесу.

При цьому треба передбачати всі заходи з забезпечення заданої програми випуску виробів, що повністю відповідають технічним вимогам, скорочення трудомісткості, тривалості циклу складання і зниження вартості виробу.

3.4.1Схема складального складу

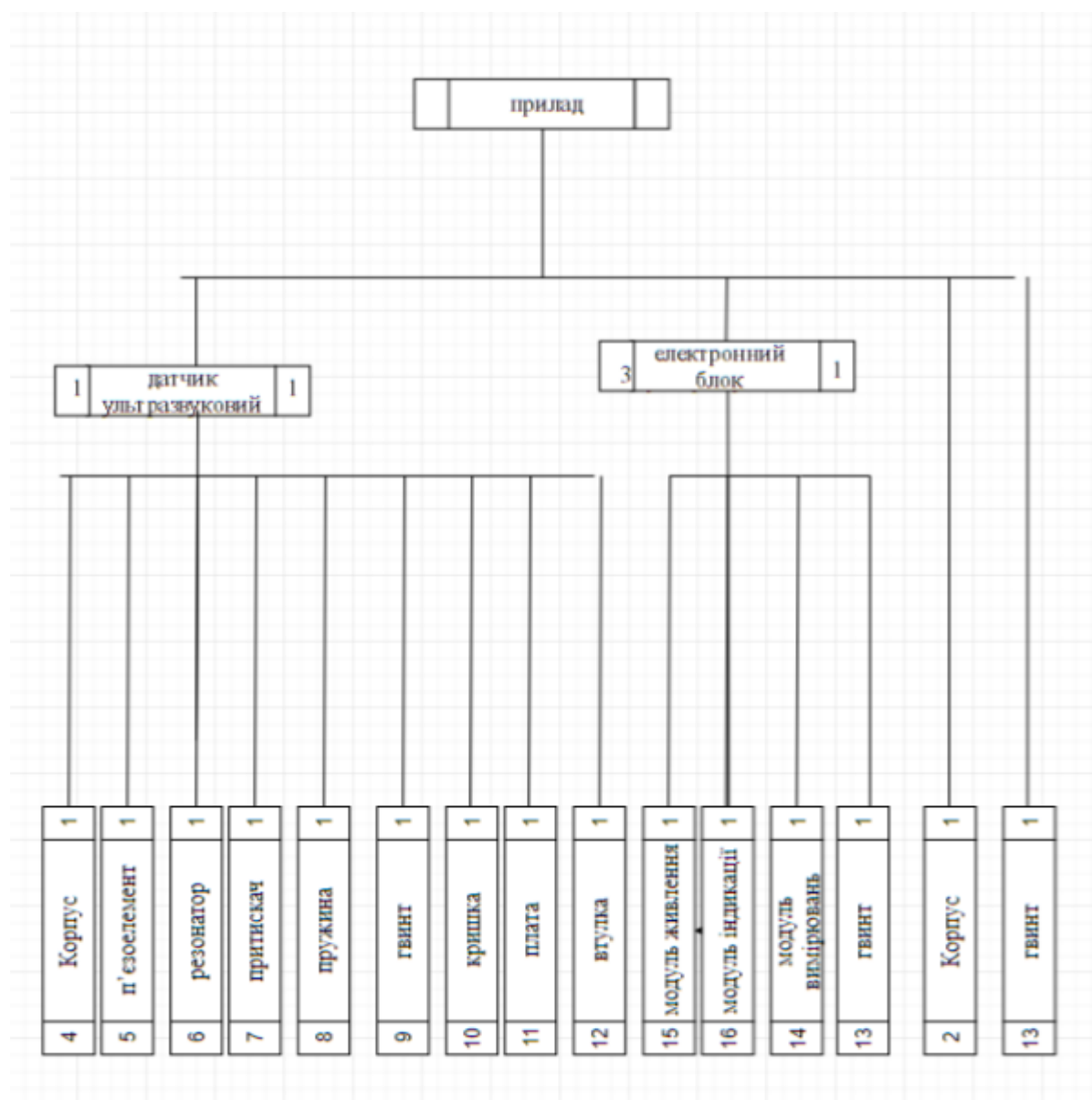


Рисунок 3.2 Схема складального складу лічильника витрати природного

газу

3.4.2. Технологічна схема складання

Послідовність складання, способи забезпечення з'єднань, періодичність і зміст процесу регулювання, випробування та контролю визначає технологічна схема складання. На рис. 3.3 наведено технологічну схему складання[8]

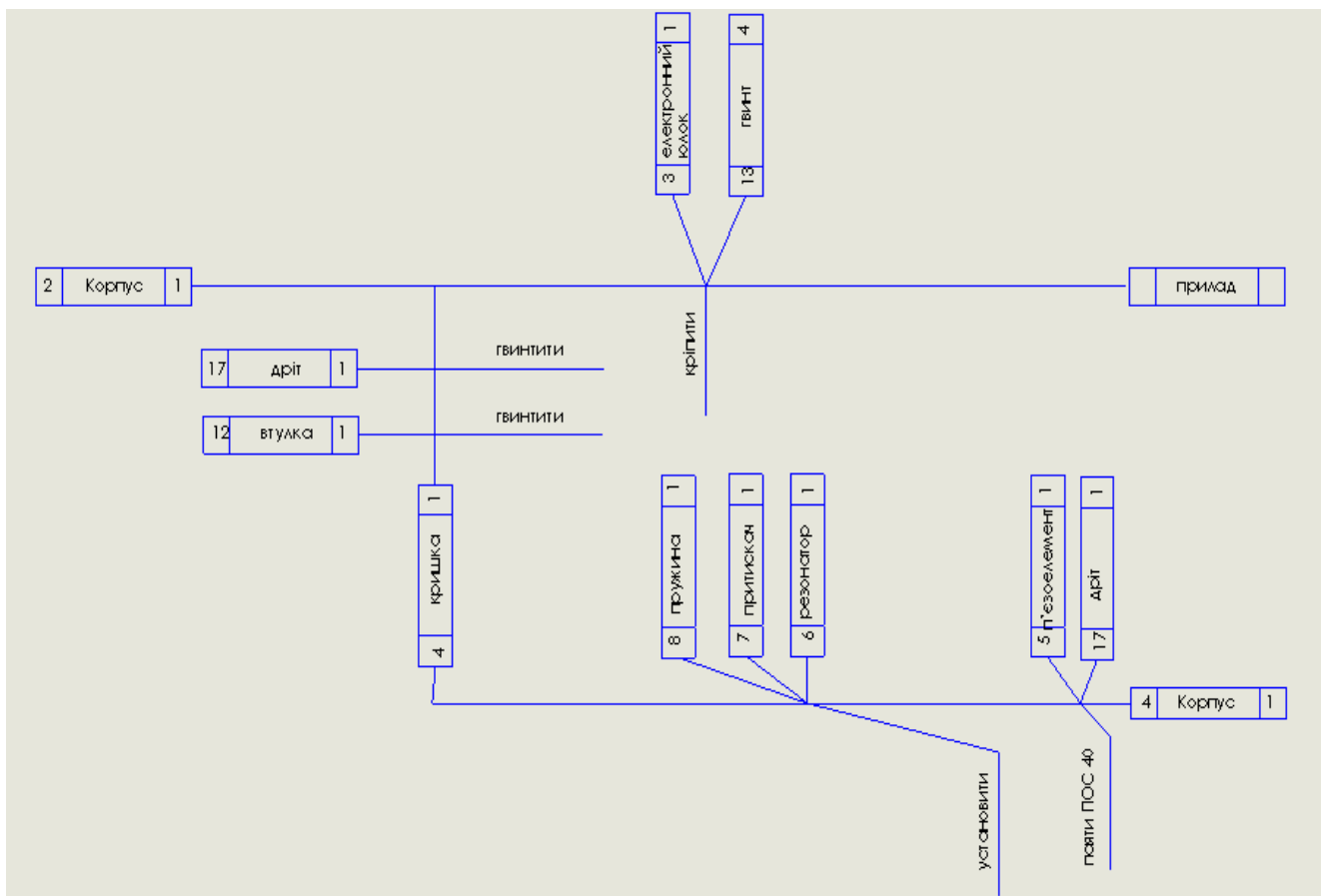


Рисунок 3.3 Технологічна схема складання.

4.ВИСНОВКИ

В цій дипломній роботі було розглянуто комплекс вимірювання витрати природного газу. Даний комплекс вирішує проблему вимірювання витрати природного газу на підприємствах. В ході роботи були розраховані основні параметри конструкції лічильників та комплексу в цілому. Також були розраховані метрологічні характеристики, похибки. Побудовані статичні характеристики приладів. За результатами розрахунків я визначив, що більш точним на діапазоні вимірювання витрати природного газу $4 < Q < 1300 \text{ м}^3/\text{год}$ є конфігурація з двома лічильниками фірми «КУРС». Проте, при такій конфігурації ми не можемо здійснити вимірювання витрати природного газу в діапазоні вимірювання $4 < Q < 1600 \text{ м}^3/\text{год}$ через те, що максимальне значення витрати двох лічильників «КУРС» є меншим ніж значення максимальної витрати лічильника «ГУВР». Тому для виконання умов технічного завдання для вимірювання витрати природного газу можна скористатися одним лічильником «ГУВР».

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Хімічний склад і фізичні властивості газу [електронний ресурс]-режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-1/part-2/section-8/8-2/8-2-3>
2. Капцов І.І. КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ З ДИСЦИПЛІНИ «ГАЗОПОСТАЧАННЯ» : навч. Посібник./ Капцов І.І. Ромашко О.В. вид: Харківська національна академія міського господарства, 2010 – 89с.
3. Кремлевский Расходомеры и счетчики количества: Справочник – 4-е изд, перерб. и доп.-Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1989 – 701с
4. Біргер Б.І. Бражников Н.І. Ультразвуковые расходомеры – Москва: 1964 - 383с.
5. Сравнительный анализ методов и средств измерения расхода газа [електронний ресурс]-режим доступу: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Daev/Daev_2.pdf
6. Лічильник газу ультразвуковий «Курс-01» [електронний ресурс]-режим доступу: https://sovlad.com.ua/files/curs-01_manual_2009.pdf
7. Лічильник газу ультразвуковий «ГУВР-011» [електронний ресурс]-режим доступу: <http://energo.kh.ua/ru/products/ultrasonic-gas-meter-guvr-011/>
8. Методичні рекомендації з підготовки та захисту дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня “бакалавр”. Напрямок підготовки 6.051003 Приладобудування Укладачі О.К.Нікітін, В.М. Зайцев. – К.: НТУУ “КПІ”, 2011. - 121 с.

					<i>ДП. ПІ 5110.00 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

					ДП. ПІ 5110.00 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58